Business Plan and Financial Projection

2001/02 – 2008/09

MARCH 2001

Énergie NB Power

Contents

Background 1

Executive Summary 2

Introduction 4

Financial Projection 9

Cash Flow and Net Debt 14

Appendix A – Financial Performance 16

Appendix B – Business Unit Objectives and Business Risk Management ... 17

Appendix C – Project Assumptions and Sensitivity Analysis 18

Appendix D – In-Province Revenue by Sector 19

Appendix E – Fuel and Purchased Power Variance Analysis 20

Appendix F – Importance of Nuclear and Hydro Operations 21

Appendix G – Consolidated Statement of Income 22

Appendix H – Consolidated Balance Sheet 23

Appendix I – Consolidated Statement of Cash Flow 24

102-06162/

Background

This document has been prepared for the following purposes:

- an internal management document resulting from the 2000/01 business planning process
- information for the Legislative Assembly's Standing Committee on Crown Corporations
- information for the Public Utilities Board on various significant capital projects

This business plan and financial projection was approved by the Board of Directors of the New Brunswick Power Corporation (NB Power) in March 2001. Covering the period 2001/02 to 2008/09, it contains three significant capital projects currently in the design and costing phase and the preliminary regulatory review stage. The results of the completed design and costing analysis for the three projects will be presented to the Board of Directors for final project approval in 2002.

Certain disclosures, statements and projections in this business plan and financial projection, including revenues, expenses, capital expenditures, generation levels and other items, represent forward-looking statements based on current expectations. They are based on assumptions and estimates related to future economic, market and other conditions. While these assumptions and estimates are believed by management to be reasonable, a number of factors could render them inaccurate and result in material differences from historic results or between the actual and anticipated performance. These factors include, but are not limited to, the following areas:

- planned restructuring of the electricity sector in the Province of New Brunswick
- possible changes in NB Power's ownership or corporate structure, currently under study by the Provincial Government
- completion of detailed engineering design and costing on capital projects and their subsequent impact on the final business cases
- outcome of the regulatory review process related to NB Power's strategic capital investment plans
- unanticipated changes in environmental regulations
- energy demand locally and energy market conditions in the United States
- market changes in the cost of fuel, foreign exchange and debt
- unplanned generating station outages, particularly at the Point Lepreau Generating Station
- weather variations affecting energy usage and hydro flows

NB Power assumes no obligation to update these statements.

[1] Based on financial results as of March 31, 2001.

Executive Summary

NB Power's mandate in the *Electric Power Act* is to "provide for the continuous supply of energy adequate for the needs and future development of the Province and to promote economy and efficiency in the generation, distribution, supply, sale, and use of power." The *Act* also calls for the Corporation to conduct its operations using sound business principles.

During the past five years, NB Power has significantly improved its financial performance. Among other achievements, debt was reduced by $476 million and capital investments totaled $415 million[1]. Both of these – a combined $891 million – were financed from cash flow generated by business operations. NB Power's improved financial performance has created a foundation for business development and positioned it to take advantage of changes in the Provincial electricity sector and opportunities in the regional electricity market.

Business Plan – Priorities and Investment Program

In March 2001, the Board of Directors approved a business plan that established the following objectives:

- reliability of supply – ensure reliable supply
- environmental acceptability – conform to current and anticipated environmental regulations
- economic efficiency – supply options that represent the least cost alternative to satisfy reliability and environmental requirements
- financial viability – competitive, stable rates for customers and sustained corporate financial performance

The business plan proposes a $1.4 billion investment program that addresses current and future business challenges related to aging facilities, interconnection capacity, environmental standards and the evolving energy marketplace. The planning process identified that significant capital investment is required to satisfy corporate objectives and the investment analysis identified three capital projects:

1. Refurbishment of the Coleson Cove Generating Station
2. Refurbishment of the Point Lepreau Generating Station
3. Construction of a second International Power Line

Financial Projection 2001/02 – 2008/09

NB Power has completed a financial projection that incorporates the required major capital investments along with year-to-year operating plans. The following financial trends are evident during the projection period:

- significant levels of capital investment to meet corporate objectives of reliability, environmental acceptability and economic efficiency
- stable in-province revenues, with load growth offset by expected natural gas incursion and self-generation by industrial customers
- reduced fuel costs, achieved by replacing heavy fuel oil with Orimulsion®, resulting in improved margins on sales to in-province customers
- decreased margins on out-of-province electricity sales during periods of generating station refurbishment followed by improved competitiveness in the export markets because of lower cost structure and increased transmission capacity
- controlled costs for operations, maintenance and administration (OM&A) expenses while recognizing required investments in key areas
- declining finance costs due to the refinancing of high-coupon debt

In order to focus analysis and discussion on the impact of the projects on ongoing business operations, the financial projection does not incorporate rate increases for any customer classification. A separate rate proposal will be prepared during the 2001/02 business planning process.

Benefits to the Province of New Brunswick and Customers

NB Power's business plan will refurbish significant generating assets and enhance export capabilities and competitiveness. The benefits to the Corporation will be an improved cost structure from lower fuel costs, better margins on in-province and out-of-province sales, and an improved ability to reduce debt from the predictability and sustainability of cash flows. The result will be greater reliability, enhanced rate stability and improved environmental performance – important priorities that NB Power shares with its owner and its customers.

Introduction

NB Power's mandate in the *Electric Power Act* is to "provide for the continuous supply of energy adequate for the needs and future development of the Province and to promote economy and efficiency in the generation, distribution, supply, sale, and use of power." The *Act* further states that the affairs of the Corporation are to be managed on a "commercial basis and all decisions and actions of the Board of Directors are to be based, subject to public policy as determined from time to time by the Lieutenant-Governor in Council, on sound business practices."

The five-year period from 1996/97 to 2000/01 was highlighted by the achievement of operational efficiencies, strategic business development and improved financial results, including significant debt reduction. Information on financial performance for 1996/97 to 2000/01 is in **Appendix A**. In the period of this financial projection, NB Power will be focusing on its investment strategy to fulfil its legislated mandate.

Provincial Government Energy Policy

The Provincial Government's *White Paper – New Brunswick Energy Policy* was released in January 2001. It outlined a managed restructuring of the electricity sector from the current monopoly structure to a more competitive environment. The implementation of non-utility generation, wholesale competition for municipal utilities and retail competition for large industries is scheduled for April 2003. Under the restructuring, NB Power retains the obligation to serve all customers that do not choose to leave the system.

The Provincial Government is currently examining options for the future of NB Power. Five criteria have been established to evaluate the various options:

1. customer rates
2. impact on provincial finances into the future
3. economic development
4. reliability and safety
5. environmental protection

The evaluation will be finalized by the end of 2001.

An energy Market Design Committee has been mandated to make recommendations by April 2002 for the development of a competitive marketplace. The committee has representatives from industry, environmental groups, municipal electric utilities, NB Power and the Provincial Government. It will make recommendations regarding:

- development of the competitive electricity market design, structure and rules
- requirements for market surveillance and issues related to establishing a workable competitive market
- reliability of supply

NB Power's Investment Strategy and Business Plan

NB Power's business plan has four key objectives:

1. Reliability of Supply – NB Power has a responsibility to ensure reliable power adequate to the present and future needs of its customers. The total potential load to be served by NB Power in 2009 may see NB Power deficient by 460 MW if assumptions about the impacts of energy efficiency measures, the incursion of natural gas, and self-generation by industrial customers do not materialize. In light of this, it is prudent that NB Power's existing capacity, which can be operated effectively within environmental standards, be maintained into the future and that transmission access to neighbouring jurisdictions be increased.

2. Environmental Acceptability – NB Power has a public interest obligation to conduct operations in a manner that protects the environment and conforms to environmental regulations. Current operations and system development must satisfy new regulatory requirements as environmental standards for sulphur dioxide, nitrogen oxide, mercury and particulate emissions become more stringent.

3. Economic Efficiency – Supply development options must be examined in the context of economics, reliability and environmental requirements.

4. Financial Viability – NB Power must provide continued rate stability to its customers along with stable net incomes and sustained financial performance.

Investment Strategy

Investment analysis based on these four objectives has identified three significant capital projects. Preparatory work on these projects is focused on regulatory approvals, engineering, costing and design studies, and supplier negotiations.

Coleson Cove Generating Station Refurbishment

The operation of the 1,050 MW oil-fired Coleson Cove Generating Station beyond 2005 will require significant capital investment in order to meet new environmental regulations. A station refurbishment would include the addition of flue gas desulphurization equipment to significantly reduce sulphur dioxide emission rates, catalytic reduction equipment to reduce nitrogen oxide emission rates and a flue gas precipitator to reduce particulate emission rates. Retrofitting the station to use lower cost Orimulsion® fuel will fund the addition of the modern environmental protection equipment.

Point Lepreau Generating Station Refurbishment

The Point Lepreau Generating Station supplies up to 30% of NB Power's in-province generation at a low cost. The station is a vital component of carbon dioxide and sulphur dioxide management initiatives because it does not contribute to these emissions. A technical and economic review of Point Lepreau by Hagler Bailley determined that station refurbishment as early as 2006 may be desirable depending on refurbishment costs and the achievement of a high capacity factor over the station's extended life.

NB Power and Atomic Energy of Canada Limited have begun a two-year refurbishment assessment program to define the technical scope for refurbishment. Following the assessment, the costs and benefits of refurbishment will be compared with other alternatives to determine the most viable option for NB Power. If the decision is made to refurbish Point Lepreau, NB Power intends to enter into an operating risk and benefits sharing arrangement with Atomic Energy of Canada Limited.

International Power Line Project

Opportunities for increased sales to the New England electricity market could be further enhanced with the construction of a second New England interconnection. The 345 kV transmission line and interconnection with Maine would be utilized for import and export opportunities. This project, planned for completion in 2003, would increase the value of NB Power's transmission system, improve system reliability, and facilitate development initiatives identified in the Provincial Government's *White Paper - New Brunswick Energy Policy*.

NB Power has also begun work on public policy issues related to the Provincial Government's *White Paper - New Brunswick Energy Policy*. These include:

- an open access transmission tariff including ancillary services and stranded cost recovery
- a "standard offer service" for customers who do not select a competitive supplier
- rate proposals regarding "time of use" rates and "green pricing" options
- a report on the elimination of cross subsidies within customer classifications.

Year-to-Year Operating Plans

NB Power's development objectives – reliability of supply, environmental acceptability, economic efficiency and financial viability – will be achieved through successful implementation of this business plan and the year-to-year management of business unit objectives in Generation, Nuclear, Transmission and Customer Service. The business unit structure has enhanced the ability to establish performance targets, measure results and take corrective actions where necessary. The business unit objectives are outlined in **Appendix B**.

NB Power has completed the second year of a three-year program with Ernst & Young LLP to integrate risk management with business operations and implement more sophisticated risk assessment and control processes. The objectives of the program are to:

- ensure a clear understanding and articulation of the key business risks facing NB Power and their potential impact on achieving business objectives
- formalize NB Power's risk management policy and structure
- prioritize and focus on key risks
- enhance ownership and accountability for risk management throughout the Corporation

The Executive and Board of Directors monitor the progress of the corporate and business unit action plans to mitigate identified business risks. Information on business risk management may be found in **Appendix B.**

Supply Planning and Reliability

Although the recently released *White Paper - New Brunswick Energy Policy* provides options for wholesale and large industrial customers to acquire a source of supply from other than NB Power, it obligates NB Power to supply those customers that do not choose to leave the system. This creates a different risk profile from the natural monopoly under which NB Power has operated.

NB Power prepares a load forecast annually to estimate the future electricity requirements of its in-province customers. The forecast is prepared taking into account factors such as population growth, economic expansion, energy efficiency improvements in different areas of end use, the impacts of natural gas competition and the impact of the *White Paper - New Brunswick Energy Policy* as it relates to the opportunity for industrial customers to develop self-generation projects.

NB Power's system planners periodically review the utility's load forecast and the resources it has to supply this load for the next 10 years, and refurbishment and expansion plans are adjusted accordingly. Supply planning must take into account:

- planned retirement of older units, which is dependent upon studies to determine the economic value of production compared to operations, maintenance and administration and fuel costs
- the limited energy of the hydro system, particularly in the winter season when the peak firm load must be met
- minimum flow requirements for the Maine Electric Power Company tie to New England
- the opportunity to purchase energy from surrounding utilities

The most recent load forecast indicates that the total potential load to be served by NB Power in 2009, including reserve requirements, may be as much as 4,133 MW. However, NB Power is expecting natural gas incursion, energy efficiency measures and self-generation by industrial customers to result in a load of 3,678 MW. Existing system resources are 3,673 MW, so for the NB Power system to effectively and economically supply the in-province load projected for January 2009, all currently projected system capacity must be operational. This also means that the Point Lepreau Generating Station, which has an end of life date that falls during the period of the plan, must be either refurbished or replaced.

Given the uncertainty of the future load to be supplied by NB Power, it is important to increase transmission access to neighbouring jurisdictions, either to purchase shortfalls or to sell excess generation. Construction of the second New England interconnection provides NB Power with the capability for increased export sales. As importantly, it opens up the market area for purchases by NB Power, reducing reliance on purchases from the Maritimes, which has no surplus, and either from or through Hydro Quebec, which recently changed its sales strategy to focus on maximizing prices through short-term sales.

Environmental Considerations

Power supply options have long lives, so it is important not just to consider current standards but also to include provisions for future changes. Environmental standards with respect to sulphur dioxide, nitrogen oxide, mercury and particulate emissions will become more stringent over the period of this business plan. In evaluating future generation alternatives, NB Power has had to consider the following:

- Requirements for NB Power to reduce SO_2, NO_x, mercury and particulate emissions are being developed by various government authorities in both Canada and the United States and will be implemented within the period of this business plan. New standards with timetables are in place for ozone, fine particulate and other emissions. It is expected that by 2007 total system NO_x emissions will have to be reduced by 50% and by 2010 SO_2 emissions will also have to be reduced by 50%.
- Coleson Cove is NB Power's primary source of emissions for these pollutants. It contributes 60% of SO_2, 60% of NO_x and 75% of particulate emissions.
- Emission rates at Coleson Cove can be significantly reduced by installing air quality control equipment, specifically:
  - flue gas desulphurization equipment will reduce SO_2 emission rates by up to 77%
  - catalytic reduction equipment will reduce NO_x emission rates by up to 70%
  - a flue gas precipitator will reduce particulate emission rates by up to 55%.
- Ongoing cost reductions achieved by converting Coleson Cove from heavy fuel oil to the much less expensive Orimulsion® will fund the installation of the air quality control equipment.

Replacement of the energy provided by the Point Lepreau Generating Station will be a significant challenge if the station is not refurbished. The station supplies up to 30% of NB Power's in-province generation with no contribution to carbon dioxide or SO_2 emissions.

Financial Projection

Certain balance sheet and income statement data are based on projected figures for the year ended March 31, 2001. Actual balances as at December 2000, together with known and expected changes for the remainder of the fiscal year, were used in the forecast.

Economic and Operating Assumptions

The financial projection is based on the following economic and operating assumptions:

Economic Assumptions

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
3% Heavy Fuel Oil (US$1/bbl)	$19.00	$18.00	$17.00	$16.00	$15.50	$15.25	$15.25	$15.25
Natural Gas (US$1/mmbtu)	$5.65	$4.35	$4.30	$4.30	$4.30	$4.30	$4.35	$4.35
Canadian Dollar (US)	$.66	$.66	$.66	$.67	$.67	$.67	$.68	$.68
Nuclear Capacity Factor	92.7%	77.0%	72.7%	86.6%	75.1%	–	43.7%	94.2%
New England On-Peak Prices (US$1/MWh)	$65.00	$58.00	$52.00	$49.00	$48.00	$47.00	$47.00	$47.00

Weather patterns and hydro flows are assumed at long-term averages while interest rates are projected to be low and stable.

In order to focus analysis and discussion on the impact of the projects on ongoing business operations, the financial projection does not incorporate rate increases for any customer classification. Other projection assumptions and their associated sensitivities are outlined in **Appendix C**.

Financial Performance

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Net income (loss)	32	19	9	45	35	(61)	(29)	16
Operating cash flow	272	253	223	263	267	182	231	250
Free cash flow	111	(124)	(236)	(120)	(174)	(107)	63	116
Increase (reduction) in net debt	(89)	128	236	110	174	107	(73)	(116)
Total net debt	2,782	2,910	3,146	3,256	3,430	3,537	3,464	3,348

Financial Ratios and Percentages

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Operating margin	24%	23%	20%	22%	22%	17%	20%	24%
Operating cash flow/ capital expenditures	1.82x	0.71x	0.51x	0.69x	0.68x	0.62x	1.39x	2.65x
Debt/capital	97%	97%	97%	96%	95%	97%	97%	97%
Interest coverage	1.12x	1.08x	1.04x	1.20x	1.15x	0.76x	0.89x	1.06x

Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

The following trends are evident in the eight-year financial projection:

- significant levels of capital investment to meet corporate objectives of reliability, environmental acceptability and economic efficiency
- stable in-province revenues, with load growth offset by expected natural gas incursion and self-generation by industrial customers
- reduced fuel costs, achieved by replacing heavy fuel oil with Orimulsion®, resulting in improved margins on sales to in-province customers
- decreased margins on out-of-province electricity sales during periods of generating station refurbishment followed by improved competitiveness in the export markets because of lower cost structure and increased transmission capacity
- controlled costs for operations, maintenance and administration expenses while recognizing required investments in key areas
- declining finance costs due to the refinancing of high-coupon debt.

In years following the projection period, the Corporation anticipates improved predictability and sustainability of cash flows to finance debt. This will result from a renewed infrastructure with lower operating risk, greater reliability and a more competitive cost structure.

Income Statement

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Sales of power	$1,327	$1,336	$1,274	$1,271	$1,245	$1,205	$1,250	$1,303
Fuel and purchased power	(514)	(541)	(509)	(493)	(450)	(484)	(450)	(441)
Gross margin	813	795	765	778	795	721	800	862
Miscellaneous revenues	40	36	34	35	36	41	36	34
OM&A expenses	(326)	(339)	(359)	(342)	(349)	(330)	(347)	(377)
Finance charges	(290)	(294)	(248)	(241)	(248)	(277)	(289)	(307)
Amortization and decommissioning	(205)	(179)	(183)	(185)	(199)	(216)	(229)	(196)
Net income	$ 32	$ 19	$ 9	$ 45	$ 35	$ (61)	$ (29)	$ 16

Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

Sales of power and fuel and purchased power are for in-province and out-of province customers, the details of which are as follows:

Gross Margins

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
In-province sales of power	$ 950	$ 970	$ 979	$ 990	$ 974	$ 964	$ 963	$ 953
Fuel & purchased power	(297)	(315)	(323)	(307)	(280)	(345)	(288)	(245)
In-province gross margin	653	655	656	683	694	619	675	708
Out-of-province sales of power	377	366	295	281	271	241	287	350
Fuel & purchased power	(217)	(226)	(186)	(186)	(170)	(139)	(162)	(196)
Out-of-province gross margin	160	140	109	95	101	102	125	154
Gross margin	$ 813	$ 795	$ 765	$ 778	$ 795	$ 721	$ 800	$ 862

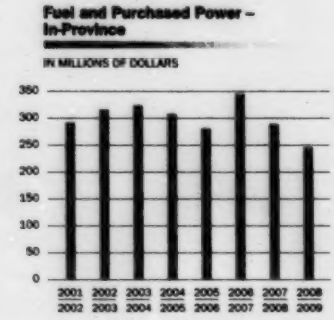
Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

Sales of Power – In-Province

In-province revenue from sales of electricity is expected to remain fairly constant, increasing only slightly from $950 million in 2001/02 to $953 million by 2008/09. This is an increase of $3 million or 0.3%. The static sales level is attributable to moderate overall average load growth of 1% per year, offset by energy efficiency measures, natural gas incursion and self-generation by industrial customers. Specifically, 150 MW of load from the industrial sector is assumed to leave the system in 2005/06.

No rate increases are incorporated in the projection.

Sales by sector are detailed in **Appendix D.**



Fuel and Purchased Power – In-Province

In-province fuel and purchased power costs are affected over the term of the projection by changes in the generation mix, noted in the table below, fuel prices and other factors. Most significant among these factors are:

- From 2001/02 to 2005/06 changes are driven by the annual variance in the nuclear capacity factor as the Point Lepreau Generating Station follows a cycle of outages every 18 months.
- At Coleson Cove, one unit per year over three years will be out of service for refurbishment for the summer months beginning in 2003/04. The plant will be fully converted to Orimulsion® in October 2005 thereby eliminating the reliance on heavy fuel oil. This will have a positive impact on fuel costs beginning in 2005/06.
- The Point Lepreau outage is planned to begin April 2006 for eighteen months during which time replacement fuel and purchased power will be required. Successful completion of the Coleson Cove refurbishment and the elimination of reliance on heavy fuel oil are critical for the Point Lepreau outage.
- Post-refurbishment, fuel costs return to significantly lower levels, dropping to $245 million in 2008/09. As a result of the investment strategy, NB Power will have very competitive fuel costs going into the future.

In-Province Generation

(IN GWH)

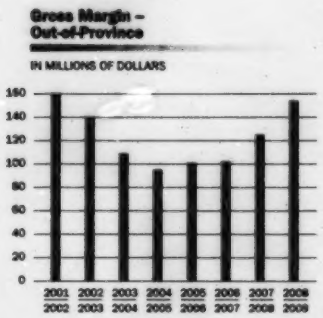
	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Nuclear	4,892	4,082	3,851	4,590	3,980	–	2,323	4,857
Oil	1,666	2,226	2,553	2,425	928	–	–	–
Orimulsion®	1,645	1,860	1,880	1,800	3,643	7,196	5,497	3,914
Sub-total	8,203	8,168	8,284	8,815	8,551	7,196	7,820	8,771
Other *	7,195	7,485	7,581	7,229	7,011	7,778	7,265	6,352
Total	15,398	15,653	15,865	16,044	15,562	14,974	15,085	15,123
Nuclear capacity	92.7%	77.0%	72.7%	86.6%	75.1%	–	43.7%	94.2%

**Includes hydro, coal, diesel, petroleum coke and purchased power.*

A detailed variance analysis is shown in **Appendix E.** The importance of nuclear and hydro operations to NB Power's generation mix and cost of fuel is illustrated in **Appendix F.**

Gross Margin – Out-of-Province

NB Power's exports to neighbouring provinces and New England will continue to be a major source of revenue. Margins from these revenues are expected to allow NB Power to keep rates for in-province customers significantly lower than they otherwise would be.



During the projection period NB Power anticipates significant construction of combined-cycle natural gas units in New England. Despite this, energy demand in the United States will still provide attractive markets. One of the underlying assumptions in the business plan is that all surplus energy will be exported. The construction of the second international power line will enhance export opportunities.

During the period of the projection, out-of-province sales will be curtailed, first from the Coleson Cove refurbishment, followed by the planned outage of Point Lepreau. Sales revenue is expected to decline annually from $377 million in 2001/02 to a low of $241 million in 2006/07, when Point Lepreau is shut down. Revenues increase once Point Lepreau is brought back on-line and are projected to reach $350 million in 2008/09.

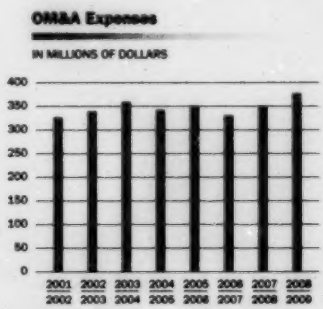
Out-of province margins follow a similar pattern, declining from $160 million in 2001/02 to a low of $95 million in 2004/05 and then increasing to $154 million in 2008/09. The gross margin percentage is improved by the end of the projection, reflecting NB Power's increased competitiveness. Fuel costs decrease as heavy fuel oil is replaced with Orimulsion® and Point Lepreau's capacity factor improves.

Miscellaneous Revenues

Miscellaneous revenues, including water heaters, transmission tariffs and the sale of steam and other by-products of electricity generation, are expected to decline from $40 million in 2001/02 to $34 million in 2008/09. The decline is due mainly to the termination of a contract to sell steam to a third party.

Operations, Maintenance and Administration Expenses

Operations, maintenance and administration expenses are expected to increase from $326 million to $377 million over the term of the projection. The eighteen-month refurbishment outage at Point Lepreau results in a decrease in OM&A expenditures in 2006/07 and 2007/08.

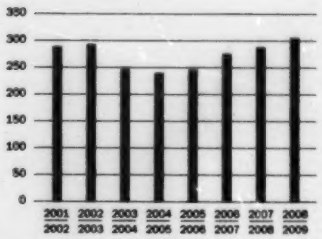


Other year-to-year changes result from:

- scheduled outages on eighteen-month cycles at major plants, including Point Lepreau
- investments to improve infrastructure, reliability and safety in transmission and distribution systems
- annual escalation
- NB Coal shutdown costs and the closure of the Grand Lake Generating Station in 2003/04

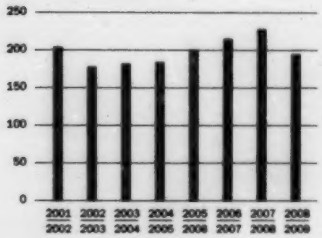
Finance Charges

IN MILLIONS OF DOLLARS



Amortization and Decomissioning

IN MILLIONS OF DOLLARS



Finance Charges

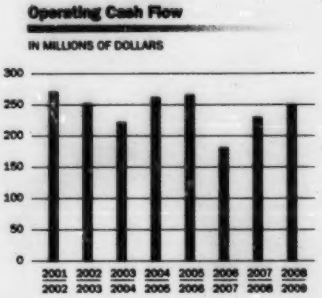
NB Power takes the opportunity to refinance high-coupon debt at lower rates whenever possible. Annual finance charges will be reduced as this occurs. A significant portion of the Corporation's debt will be refinanced in 2002/03 and as a result finance charges decline in future years.

While the work at Coleson Cove and Point Lepreau is undertaken the Corporation will be a net borrower. Finance charges related to the increase in net debt will offset the savings arising from the lower interest rates. As a result of the higher capital base, finance charges are expected to increase to $307 million in 2008/09.

Amortization and Decommissioning

Amortization and decommissioning provisions will decrease during the term of the projection. The original investment in Point Lepreau is fully amortized in 2007/08 and the new capital base and amortization schedule results in reduced annual charges. Total amortization and decommissioning charges will decrease from $205 million in 2001/02 to $196 million in 2008/09, a decrease of $9 million or 4.4%.

Cash Flow and Net Debt



Operating Cash Flow

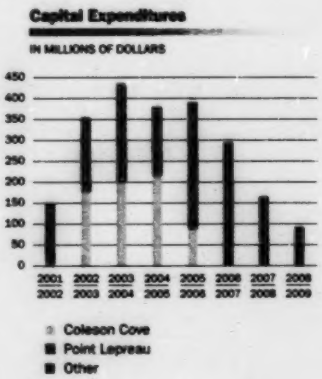
NB Power's operating cash flow is expected to decrease from $272 million in 2001/02 to $223 million in 2003/04, largely as a result of reduced generation capacity while Coleson Cove is refurbished and the planned maintenance outages at Point Lepreau. Upon completion of the Coleson Cove refurbishment, operating cash flow will return to normal levels. In 2006/07, operating cash flow will again decrease as a result of the Point Lepreau outage and consequent reduction in generation capacity. Operating cash flow will return to normal levels in 2008/09.

Capital Expenditures

NB Power plans to make significant investments to improve system reliability, achieve operating efficiencies and to reduce emissions. Annual capital expenditures have averaged approximately $100 million in the last several years, and it is expected that expenditures will return to that level after the refurbishment of Point Lepreau.

During the term of the financial projection NB Power expects to make major capital investments in:

- The refurbishment of Coleson Cove including the conversion to Orimulsion® and upgrades to meet more stringent environmental requirements at an initial cost estimate of $690 million. To minimize the impact on operations, work will begin in 2003/04 with one unit per summer out of service over three years. The conversion will occur in 2005 with the refurbished plant on-line in November.
- The refurbishment of Point Lepreau at an initial cost estimate of $690 million. Preparatory work will begin four years in advance of the actual refurbishment and the station will be shut down from April 2006 to October 2007.
- The construction of a second international power line to Maine at a cost of $45 million. The project is expected to be completed in 2003.



Other annual investments will include:

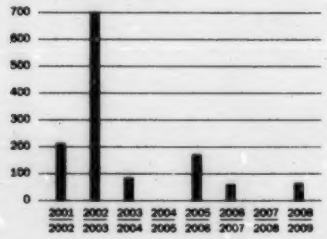
- improvements in generation, transmission and distribution infrastructure to enhance reliability and improve efficiency
- investments in information technology to enhance competitiveness

Free Cash Flow

Free cash flow is largely operating cash flow less capital expenditures and changes in working capital. During the term of the projection, NB Power will be a net borrower because capital expenditures will exceed operating cash flow in five of the eight years in the plan, from 2002/03 to 2006/07. Positive free cash flow is expected to resume in 2007/08 and in 2008/09 will return to current levels. The sustainability of these cash flows will be greatly improved as a result of the investments made to upgrade NB Power's capital assets.

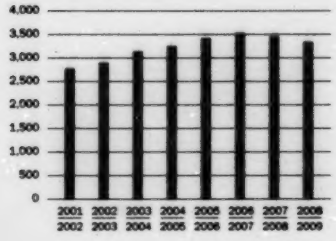
Maturities & Calls, Net of Sinking Funds

IN MILLIONS OF DOLLARS



Total Net Debt

IN MILLIONS OF DOLLARS



Financing Requirements

NB Power's borrowing requirements are comprised of new borrowing to fund capital expenditures and the refinancing of long-term debt as it matures. Operating cash flow will fund over 75% of the capital expenditures made during the period. Most of the financing required relates to the approximately $1.6 billion of existing debt that will mature during this period. The graph on the right depicts the maturities and calls, net of sinking funds, related to NB Power's long-term debt over the next eight years.

The Corporation expects to smooth refinancing requirements for 2002/03 with a pre-borrowing program initiated in 2000/01.

Total Net Debt

Net debt is defined as the total of long and short-term debt less sinking fund investments, cash and short-term investments. As a result of the capital investments to improve reliability and environmental performance, total net debt will peak at $3.5 billion in 2006/07. This is the same level as when the Corporation's debt peaked in December 1995, following construction of the Belledune Generating Station. Net debt will be reduced to $3.3 billion by 2008/09 as free cash flow is applied to debt reduction. At this point, the Corporation will be in a much stronger position to manage debt into the future, with improved predictability and sustainability of cash flows and a lowered cost structure.

Decommissioning and Irradiated Fuel Management (IFM) Liability

The decommissioning and irradiated fuel management liability is expected to increase from $237 million in 2001/02 to $367 million by the end of 2008/09, an increase of $130 million or 55%. The deferred liability increases each year as amounts are charged to cover estimated future costs of decommissioning and irradiated fuel management, together with interest, compounded annually. The liability is not funded pending federal legislation, although the plan assumes contributions of $4 million annually toward funding the irradiated fuel management obligation. Following a decision on refurbishment, the projected IFM and decommissioning costs for Point Lepreau may change.

Projected Financial Statements

The projected financial statements may be found in **Appendices G, H and I.**

Benefits to the Province of New Brunswick and Customers

NB Power's business plan will refurbish significant generating assets and enhance export capabilities and competitiveness. The benefits to the Corporation will be an improved cost structure from lower fuel costs, better margins on in-province and out-of-province sales, and an improved ability to reduce debt from the predictability and sustainability of cash flows. The result will be greater reliability, enhanced rate stability and improved environmental performance – important priorities that NB Power shares with its owner and its customers.

APPENDIX A
Financial Performance

Financial Performance
(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2000/01	1999/00	1998/99	1997/98	1996/97
Income (loss) before transfers and write-off	(12)	17	18	(43)	(87)
Income (loss) before write-off	(12)	17	27	(21)	(19)
Net income (loss)	(12)	17	(423)*	(21)	(19)
Operating cash flow	214	237	239	154	119
Free cash flow	114	197	189	67	68
Reduction in net debt	23	234	123	43	53
Capital expenditures	118	95	68	61	73

Highlights of NB Power's financial performance from 1996/97 to 2000/01 include:

- Operating cash flow improved from $119 million in 1996/97 to $214 million in 2000/01.
- Free cash flow (cash flow after capital expenditures and changes in working capital), which is money available for debt reduction, increased to $114 million in 2000/01 from $68 million in 1996/97. This is an important measure of the Corporation's financial health as funds available from business operations to reduce debt increased substantially.
- Debt was reduced for five straight years and this reduction reached $476 million by 2000/01. The Corporation's debt peaked in December 1995 at $3.4 billion and since then has been reduced to less than $3.0 billion.
- Capital expenditures increased to $118 million from $73 million and were funded through the Corporation's cash flow. Over the five years since 1996/97, capital expenditures funded through operating cash flow totaled $415 million.

* In 1998/99, the carrying value of the Point Lepreau Generating Station was reduced by $450 million to recognize the results of a technical and economic study of the plant. This action resulted in a charge against net income for that fiscal year.

APPENDIX B

Business Unit Objectives and Business Risk Management

Business Unit Objectives

NB Power reorganized into business units in 1996/97 to better manage operations and implement performance improvement initiatives. The resultant focus and alignment to business unit specific objectives has led to significant operational improvement since that time. Following are the business unit specific objectives:

Generation

- Meet generating station availability targets
- Better manage operating and capital costs
- Maximize out-of-province margins
- Champion safety of employees, public and equipment
- Operate in compliance with environmental regulations

Nuclear

- Safety – strong nuclear safety culture
- Generation – consistent, predictable operations
- Organizational effectiveness – confidence of World Association of Nuclear Operators, Canadian Nuclear Safety Commission, Board of Directors and public
- Cost – planned and managed outage schedule
- Refurbishment – successful refurbishment decision

Transmission

- Safety of staff and public
- Reliability
- Customer satisfaction
- Business-like operations
- Preparation for competition
- Valued and energized employees

Customer Service

- Safety of staff and public
- Reliability
- Customer satisfaction
- Environmental protection

Business Risk Management

To enhance performance improvement, NB Power has placed substantial emphasis on business risk management. The Corporation and each business unit have identified risks and implemented mitigation plans to address these risks affecting operations and financial results. During 2000/01, the Corporation's risk profile was updated resulting in the identification or reprioritization of the following business risk factors:

- Export markets – maintain and expand access to export markets
- Point Lepreau Generating Station refurbishment – effective management of refurbishment project
- Coleson Cove Generating Station refurbishment – effective management of refurbishment project
- Leadership – attracting, developing, retaining strong leaders and deployment to high priority areas
- Generation reliability – due diligence in maintaining generation reliability
- Transmission reliability – due diligence in maintaining transmission system reliability

APPENDIX C

Projection Assumption and Sensitivity Analysis

Economic Assumptions

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
3% Heavy Fuel Oil (US$1/bbl)	$19.00	$18.00	$17.00	$16.00	$15.50	$15.25	$15.25	$15.25
Natural Gas (US$1/mmbtu)	$ 5.65	$ 4.35	$ 4.30	$ 4.30	$ 4.30	$ 4.30	$ 4.35	$ 4.35
Canadian Dollar (US)	$ .66	$ .66	$ .66	$ .67	$ .67	$.67	$ .68	$ .68
Nuclear Capacity Factor	92.7%	77.0%	72.7%	86.6%	75.1%	–	43.7%	94.2%
New England On-Peak Prices (US$1/MWh)	$65.00	$58.00	$52.00	$49.00	$48.00	$47.00	$47.00	$47.00
Short-Term Interest	5.50%	→						5.50%
Long-Term Interest	6.50%	→						6.50%
Economic Growth (GDP)	2.1%	→						2.1%
Consumer Price Index	1.8%	→						1.8%

Operating Assumptions

Bayside	Brought on-line June 2001
Second International Power Line to New England	In service November 2003; NB Power uses annually beginning in 2003/04, except during Point Lepreau outage
Grand Lake	Taken out of service at year end 2004
Coleson Cove	One unit refurbished each summer 2003-2005; fully converted to Orimulsion® in 2005 and back on-line in November
Point Lepreau October 2007	Refurbishment begins April 2006 for 18 months; station brought back on-line
Point Lepreau, Belledune & Dalhousie	Each operate on a cycle of planned maintenance outages every 18 months
In-Province Load	Load reduced by 455 MW by 2008/09 due to: natural gas incursion ramping up over 8 years (276 MW); energy efficiency measures (29 MW); industrial load leaving the system in 2005 (150 MW)

NB Power manages a variety of financial risks to its business operations, including fuel prices, currency fluctuations and interest rate changes. Based on the underlying assumptions in the projection, the following table isolates the range of annual impact on net income of movement in any one of these market conditions along with the most significant operational risk (nuclear capacity factor).

Sensitivity Analysis

Economic and Operating Variables Sensitivity Variance (+/-)	Range of Annual Impact on Net Income (IN MILLIONS OF DOLLARS)
3% Heavy Fuel Oil (US$1/bbl) *	$3 - 4M
Natural Gas (US10cent/mmBtu)	$0.5 - 1M
Canadian Dollar (US$.01)	$4 - 6M
Nuclear Capacity Factor (1%)	$2 - 3M
Export Sales (US$1/MWh)	$4 - 7M
Short-Term Interest (1%)	$1 - 4M
Long-Term Interest (1%)	$1 - 4M

** As a result of the conversion of the Coleson Cove Generating Station to Orimulsion®, the Corporation's sensitivity to oil prices is eliminated by 2005/06. The range noted above refers to the years prior to the conversion project.*

APPENDIX D

In-Province Revenue by Sector

In-Province Revenue Projection

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Residential	$377	$379	$381	$383	$384	$384	$383	$383
General service	202	205	207	210	213	214	216	217
Wholesale	73	73	74	74	73	73	71	69
Industrial	298	313	317	323	304	293	293	284
Total	$950	$970	$979	$990	$974	$964	$963	$953

Residential Sector

Revenues from over 275,000 households are expected to increase by $6 million by the eighth year of the plan. This sector is most affected by the weather and the plan assumes average weather conditions. The plan also assumes that general load growth of 1% per year is offset by the effects of natural gas, resulting in no net load growth over the projection period. By the end of the eight-year projection, NB Power expects natural gas to reduce growth by 59 GWh and displace 283 GWh of existing sales.

General Service Sector

Revenues from small businesses, hospitals and schools are expected to increase by $15 million by the eighth year of the plan. This sector is subject to general economic conditions in the province and growth in demand. The plan assumes that much of the load growth in this sector will be offset by the effects of natural gas, resulting in net load growth of 0.7% per year. By the end of the eight-year projection, NB Power expects natural gas to reduce growth by 88 GWh and displace 231 GWh of existing sales.

Wholesale Sector

Natural gas is expected to have a proportionately higher impact in this sector as natural gas retailers target the urban centres. Natural gas incursion is expected to exceed general load growth so sales to the municipal utilities of Saint John and Edmundston are expected to decrease 0.7% per year. By the end of the eight-year projection, natural gas is expected to reduce growth by 17 GWh and displace 195 GWh of existing sales.

Industrial Sector

Revenues are expected to decline by $14 million by the eighth year of the plan. The plan assumes general load growth of approximately 2% in each year of the plan. The decrease will result mainly from the displacement of 1,248 GWh and 150 MW of sales by natural gas-fired customer-owned generation in October 2005.

APPENDIX E

Fuel and Purchased Power Variance Analysis

In-province fuel and purchased power is expected to decrease from $297 million in 2001/02 to $245 million in 2008/09, a decrease of $52 million or 18%. The decrease is driven by the following factors:

- decreased generation requirements of 275 GWh
- conversion from heavy fuel oil to the significantly less expensive Orimulsion*
- an increase in Point Lepreau's capacity factor

Offsetting these decreases is the allowance for irradiated fuel management, which will increase costs by $7 million annually.

During the term of the projection, total costs vary annually mainly as a result of changes in the in-province load and the generation mix. More specifically:

- Costs increase in 2002/03 and 2003/04 as Point Lepreau undergoes planned maintenance outages during which more expensive replacement fuel, mainly heavy fuel oil, and purchased power will be required. Total generation requirements also increase in each of these years, further increasing costs.
- In 2005/06, costs decrease because Coleson Cove is converted from heavy fuel oil to the much less expensive Orimulsion*. Point Lepreau again undergoes maintenance during the year, but replacement fuel is now Orimulsion*. Costs are further reduced due to a decrease in the level of generation for industrial load.
- Point Lepreau is off-line for the entire year in 2006/07 as it undergoes refurbishment. Total costs increase due to the heavy reliance on other fuel and purchased power. This is offset by the full year impact of the decrease in generation requirements for industrial load.
- In 2007/08, Point Lepreau returns to service part way through the fiscal year and costs decrease as the use of replacement fuel and purchased power is eliminated.
- Point Lepreau is expected to operate at a high capacity factor in 2008/09, reducing the use of Orimulsion* and purchased power. Total costs decrease sharply with the full year impact of the refurbished plant being on-line, despite the slight increase in generation levels.

In-Province Generation

(IN GWH)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Nuclear	4,892	4,082	3,851	4,590	3,980	–	2,323	4,857
Oil	1,666	2,226	2,553	2,425	928	–	–	–
Orimulsion*	1,645	1,860	1,880	1,800	3,643	7,196	5,497	3,914
Sub-total	8,203	8,168	8,284	8,815	8,551	7,196	7,820	8,771
Other*	7,195	7,485	7,581	7,229	7,011	7,778	7,265	6,352
Total	15,398	15,653	15,865	16,044	15,562	14,974	15,085	15,123
Fuel & purchased power costs *(In Millions of Dollars)*	$297	$315	$323	$307	$280	$345	$288	$245
Nuclear capacity factor	92.7%	77.0%	72.7%	86.6%	75.1%	–	43.7%	94.2%

* *Includes hydro, coal, diesel, petroleum coke and purchased power.*

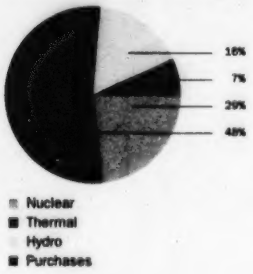
APPENDIX F

Importance of Nuclear and Hydro Operations

In-Province Generation

(IN PERCENTAGE)

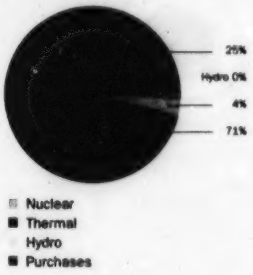
Nuclear (29%) and Hydro (16%) account for 45% of in-province generation.



In-Province Cost of Fuel and Purchased Power

(IN PERCENTAGE)

Nuclear (4%) and Hydro (0%) account for only 4% of in-province fuel costs.



The importance of nuclear and hydro operations to the generation mix and thus the costs of fuel and purchased power can be seen at right. It is important to note that:

- The more electricity that can be produced from nuclear and hydro, the less NB Power must rely on more expensive thermal generation and purchases of power.
- On average, nuclear and hydro operations account for 45% of in-province generation and only 4% of in-province fuels cost.
- Electricity from nuclear and hydro generation does not produce air emissions of concern such as sulphur dioxide, nitrogen oxide or carbon dioxide.

APPENDIX G

Consolidated Statement of Income

Eight-Year Projection

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Revenues								
Sales of power								
In-province	$ 950	$ 970	$ 979	$ 990	$ 974	$ 964	$ 963	$ 953
Out-of-province	377	366	295	281	271	241	287	350
Miscellaneous	40	36	34	35	36	41	36	34
	1,367	**1,372**	**1,308**	**1,306**	**1,281**	**1,246**	**1,286**	**1,337**
Expenses								
Purchased power	166	154	144	146	139	164	141	137
Fuel	348	387	365	347	311	320	309	304
Operations, maintenance and administration	326	339	359	342	349	330	347	377
Amortization and decommissioning	205	179	183	185	199	216	229	196
	1,045	**1,059**	**1,051**	**1,020**	**998**	**1,030**	**1,026**	**1,014**
Income before finance charges	322	313	257	286	283	216	260	323
Finance charges	290	294	248	241	248	277	289	307
Net income (loss) for the year	**$ 32**	**$ 19**	**$ 9**	**$ 45**	**$ 35**	**$ (61)**	**$ (29)**	**$ 16**

Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

APPENDIX H

Consolidated Balance Sheet

Eight-Year Projection

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Property, plant and equipment								
Land, buildings, plant and equipment at cost	$5,488	$5,844	$6,281	$6,662	$7,054	$7,350	$7,516	$7,610
Less: accumulated amortization	2,628	2,806	2,988	3,172	3,371	3,587	3,816	4,011
	2,860	**3,038**	**3,293**	**3,490**	**3,683**	**3,763**	**3,700**	**3,599**
Long-term assets								
Sinking fund investments	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**–**
Current assets								
Cash and short-term investments	79	2	2	2	2	2	2	2
Accounts receivable	178	196	195	180	184	178	185	190
Materials, supplies & fuel	84	70	66	68	75	76	68	68
Prepaid expenses	3	3	3	3	3	3	3	3
	344	**271**	**266**	**253**	**264**	**259**	**258**	**263**
Deferred charges								
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized	118	89	83	67	62	56	42	38
Debenture and note discount and issues expenses, less amounts amortized	21	22	19	16	14	11	9	6
Deferred pension benefit	66	77	88	100	113	126	140	156
	205	**188**	**190**	**183**	**189**	**193**	**191**	**200**
	$3,415	**$3,503**	**$3,755**	**$3,932**	**$4,142**	**$4,221**	**$4,155**	**$4,062**
Long-term debt								
Debentures and other loans	$2,474	$2,762	$3,054	$2,973	$3,283	$3,675	$3,700	$3,579
Less: sinking funds	337	272	301	347	366	400	448	439
	2,137	**2,490**	**2,753**	**2,626**	**2,917**	**3,275**	**3,252**	**3,140**
Current liabilities								
Short-term indebtedness	–	306	373	439	434	246	132	127
Accounts payable and accruals	126	130	115	115	100	114	126	118
Accrued interest	70	65	67	67	61	65	68	61
Current portion of long-term debt	730	122	28	199	87	24	88	83
	926	**623**	**583**	**820**	**682**	**449**	**414**	**389**
Deferred liabilities								
Irradiated fuel management and plant decommissioning	237	253	270	289	309	322	341	367
Other	37	40	43	46	48	50	52	54
	274	**293**	**313**	**335**	**357**	**372**	**393**	**421**
Equity								
Retained earnings	78	97	106	151	186	125	96	112
	$3,415	**$3,503**	**$3,755**	**$3,932**	**$4,142**	**$4,221**	**$4,155**	**$4,062**

Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

APPENDIX I

Consolidated Statement of Cash Flow

Eight-Year Projection

(IN MILLIONS OF DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:								
Operating								
Net income (loss) for the year	$ 32	$ 19	$ 9	$ 45	$ 35	$ (61)	$ (29)	$ 16
Amounts charged or credited to operations not requiring a current cash payment	240	234	214	218	232	243	260	234
	272	253	223	263	267	182	231	250
Net change in non-cash working capital balances	6	(7)	(7)	14	(33)	25	17	(20)
	278	**246**	**216**	**277**	**234**	**207**	**248**	**230**
Financing								
Debt retirements	(237)	(819)	(101)	–	(201)	(71)	–	(125)
Sinking fund payments	(17)	65	(30)	(45)	(19)	(34)	(49)	15
Long-term debt obligations issued	300	500	300	100	400	400	100	–
Increase (decrease) in short-term indebtedness	(59)	306	67	66	(5)	(188)	(114)	(6)
Other	(21)	(5)	–	(1)	(1)	–	–	–
	(34)	**47**	**236**	**120**	**174**	**107**	**(63)**	**(118)**
Investing								
Expenditure on property, plant and equipment	(150)	(356)	(437)	(381)	(392)	(296)	(166)	(94)
Deferred pension benefit	(13)	(11)	(11)	(12)	(13)	(13)	(14)	(16)
Increase in other deferred charges	(4)	(3)	(4)	(4)	(3)	(5)	(5)	(4)
	(167)	**(370)**	**(452)**	**(397)**	**(408)**	**(314)**	**(185)**	**(114)**
Net cash inflow	77	(77)	–	–	–	–	–	–
Cash and short-term investments								
Beginning of year	2	79	2	2	2	2	2	2
End of year	**$ 79**	**$ 2**	**$ 2**	**$ 2**	**$ 2**	**$ 2**	**$ 2**	**$ 2**

Refer to Background for statement on forward-looking financial information.

Plan d'entreprise et Prévisions financières

2001-2002 à 2008-2009

MARS 2001

Énergie NB Power

Table des matières

Historique 1

Résumé 2

Introduction 4

Prévisions financières 9

Flux de trésorerie et dette nette 14

Annexe A – Rendement financier 16

Annexe B – Objectifs des unités commerciales et Gestion des risques commerciaux 17

Annexe C – Hypothèses des prévisions et Analyse de sensibilité 18

Annexe D – Produits dans la province par secteur 19

Annexe E – Analyse des variations - Combustible et Achats d'énergie ... 20

Annexe F – L'importance des centrales nucléaires et hydroélectriques ... 21

Annexe G – État consolidé des résultats 22

Annexe H – Bilan consolidé 23

Annexe I – État consolidé des flux de trésorerie 24

Historique

Le présent document a été préparé pour les buts suivants :

- un document de gestion interne découlant de l'établissement du plan d'entreprise 2000-2001
- données pour le Comité permanent des sociétés de la couronne de l'Assemblée législative
- données pour la Commission des entreprises de service public au sujet de divers projets d'immobilisations importants

Les présents plan d'entreprise et prévisions financières ont été approuvés par le conseil de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) en mars 2001. Ils touchent la période de 2001-2002 à 2008-2009, comprennent trois grands projets d'immobilisations actuellement à la phase de la conception et de l'évaluation des coûts et à première l'étape des évaluations réglementaires. Les résultats de l'analyse des coûts et de la conception des trois projets seront présenté au Conseil pour approbation finale du projet en 2002.

Certains divulgations, déclarations et prévisions dans les présents plan d'entreprise et prévisions financières, comme les produits, les dépenses, les dépenses en immobilisations et les niveaux de production, représentent des prévisions basées sur les attentes actuelles. Ils se fondent sur des hypothèses et des évaluations reliées aux conditions futures de l'économie et du marché, entre autres. La direction estime que ces hypothèses et évaluations sont raisonnables, mais plusieurs facteurs peuvent les rendre inexacts et entraîner des différences matérielles par rapport aux résultats passés ou entre le rendement réel et prévu. Parmi ces facteurs, mentionnons :

- la restructuration prévue du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick
- les modifications possibles à la propriété ou à la structure d'Énergie NB actuellement à l'étude par le gouvernement provincial
- la réalisation de la conception d'ingénierie détaillée et de l'établissement des coûts des projets d'immobilisations et leur impact sur les analyses de rentabilité finales
- le résultat de l'étude réglementaire des plans stratégiques d'immobilisations d'Énergie NB
- des modifications imprévues aux règlements environnementaux
- la demande locale d'énergie et les conditions du marché d'énergie aux États-Unis
- modifications du coût du combustible, du taux de change et de la dette
- arrêts imprévus des centrales, surtout à Point Lepreau
- variations météorologiques touchant l'utilisation de l'énergie et l'hydraulicité

Énergie NB n'assume aucune obligation de mettre ces déclarations à jour.

Résumé

La mission d'Énergie NB, énoncée dans la *Loi sur l'énergie électrique* est de «assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie». La *Loi* appelle aussi la Société à conduire ses activités selon des pratiques commerciales saines.

Au cours des cinq dernières années, Énergie NB a largement amélioré son rendement financier. Par exemple, elle a réduit sa dette de 476 millions de dollars et fait des investissements d'immobilisations de 415 millions de dollars. Ces deux sommes – 891 millions de dollars en total – ont été financées à partir des flux de trésorerie généré par les activités commerciales. Le rendement financier amélioré d'Énergie NB jette la fondation du développement commercial et a mis l'entreprise en position de profiter des changements du secteur provincial de l'électricité et des occasions dans le marché régional.

Plan d'entreprise –Programme d'investissements et priorités
En mars 2001, le Conseil a approuvé un plan d'entreprise établissant les objectifs suivants :

- fiabilité de l'approvisionnement – assurer un approvisionnement fiable
- acceptabilité du point de vue de l'environnement – se conformer aux règlements environnementaux actuels et prévus
- efficacité économique – options d'approvisionnement représentant la possibilité la moins chère pour répondre aux exigences en matière de fiabilité et d'environnement
- viabilité financière – tarifs concurrentiels et stables pour les clients et rendement financier soutenu de l'entreprise

Le plan d'entreprise propose un programme d'investissements de 1,4 milliard de dollars axé sur les défis commerciaux actuels et futurs reliés au vieillissement des installations, à la capacité des interconnexions, aux normes environnementales et au marché évoluant de l'énergie. Au cours du processus de planification, on a vu qu'il faudra faire de grands investissements pour réaliser les objectifs de l'entreprise. Trois projets d'immobilisations sont ressortis de l'analyse des investissements :

1. remise à neuf de Coleson Cove
2. construction d'une deuxième ligne d'électricité internationale
3. remise à neuf de Point Lepreau

Prévisions financières 2001-2002 à 2008-2009
Énergie NB a rédigé des prévisions financières qui incorpore les importants investissements d'immobilisations requis et des plans d'exploitation annuels. Les tendances financières suivantes se dégagent pendant la période des prévisions :

- de grands investissements d'immobilisations pour rencontrer les objectifs de l'entreprise visant la fiabilité, l'acceptabilité du point de vue de l'environnement et le rendement économique
- des produits stables dans la province, la croissance de la charge étant contrebalancée par la percée attendue du gaz naturel et l'autoproduction des clients industriels
- la réduction des coûts de combustible découlant du remplacement du mazout lourd par de l'Orimulsion[MD], ce qui augmentera les marges sur les ventes aux clients dans la province
- diminution des marges sur les ventes d'électricité à l'extérieur de la province pendant la remise à neuf des centrales, suivie d'une position plus concurrentielle sur les marchés à l'exportation en raison de la diminution des coûts et de l'augmentation de la capacité de transport
- maîtrise des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA), sans négliger les investissements requis dans des secteurs clés
- diminution des coûts de financement en raison du refinancement de la dette à taux d'intérêt nominal élevé

Afin d'axer l'analyse et la discussion sur l'impact des projets sur les activités commerciales continues, les prévisions financières ne comprennent pas d'augmentation des tarifs visant l'une ou l'autre catégorie de clients. On préparera une proposition séparée sur les tarifs lors de la rédaction du plan d'entreprise 2001-2002.

Avantages pour la province du Nouveau-Brunswick et les clients
Le plan d'entreprise d'Énergie NB vise la remise à neuf d'importantes centrales et l'amélioration des capacités d'exportation et de la compétitivité. Les avantages à la Société sont une meilleure structure des coûts en raison des prix de combustible plus bas, des meilleures marges sur les ventes dans la province et à l'extérieur de la province, et d'une meilleure capacité de réduire la dette parce que les flux de trésorerie seront plus prévisibles et plus faciles à maintenir. Il en découlera une meilleure fiabilité, des tarifs plus stables et un meilleur rendement environnemental – d'importantes priorités qu'Énergie NB partage avec son propriétaire et ses clients.

[1] Basé sur les résultats financiers au 31 mars 2001.

Introduction

La mission d'Énergie NB, énoncée dans la *Loi sur l'énergie électrique* est de «assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie». La *Loi* précise aussi que «le conseil d'administration gère commercialement les affaires de la Société et toutes ses décisions et actions doivent être fondées sur des pratiques commerciales saines, sous réserve de la politique officielle que le lieutenant-gouverneur en conseil peut déterminer à l'occasion».

La période de cinq ans entre 1996-1997 et 2000-2001 a été marquée par l'implantation d'efficacités d'exploitation, le développement commercial stratégique et l'amélioration des résultats financiers, y compris une importante réduction de la dette. L'**annexe A** indique le rendement financier de 1996-1997 à 2000-2001. Pendant la période des présentes prévisions financières, Énergie NB portera ses efforts sur la stratégie d'investissement afin de remplir sa mission.

Politique énergétique du gouvernement provincial

Le gouvernement provincial a publié son *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick* en janvier 2001. Le document préconisait une restructuration graduelle du secteur de l'électricité pour le transformer de la structure de monopole existante en un environnement plus concurrentiel. La production autonome, la concurrence au niveau des ventes en gros pour les entreprises municipales et la concurrence au détail pour les grandes industries doivent être implantés en avril 2003. À la suite de la restructuration, Énergie NB garde l'obligation de servir tous les clients qui ne décident pas de quitter le réseau.

Le gouvernement provincial examine les options relatives à l'avenir d'Énergie NB en fonction de cinq critères :

1. tarifs aux client
2. impact futur sur les finances provinciales
3. développement économique
4. fiabilité et sécurité
5. protection de l'environnement

L'évaluation sera achevée d'ici la fin de 2001.
Un comi.é de conception du marché de l'énergie doit faire des recommandations d'ici avril 2002 visant la création d'un marché concurrentiel. Le comité, qui comprend des représentants de l'industrie, des groupes environnementaux, des entreprises d'électricité municipales, d'Énergie NB et du gouvernement provincial, doit présenter des recommandations sur :

- la création d'un marché concurrentiel de l'électricité (conception, structure et règles)
- les besoins de surveillance du marché et les reliés à l'établissement d'un marché concurrentiel viable
- la fiabilité des approvisionnements

La stratégie d'investissement et le plan d'entreprise d'Énergie NB
Le plan d'entreprise d'Énergie NB a quatre objectifs clés :

1. Fiabilité des approvisionnements – Énergie NB a la responsabilité d'assurer un approvisionnement en électricité fiable et suffisant aux besoins actuels et futurs de ses clients. En 2009, la charge totale possible à desservir par Énergie NB pourrait dépasser de 460 MW les ressources de l'entreprise si les hypothèses sur les effets des mesures des économies d'énergie, sur la percée du gaz naturel et sur l'autoproduction industrielle ne se concrétisent pas. Donc, il serait prudent de maintenir à l'avenir la capacité actuelle d'Énergie NB, qui peut être exploitée avec efficacité tout en respectant des normes environnementales, et d'augmenter l'accès de transport aux entreprises voisines.

2. Acceptabilité environnementale – Énergie NB a l'obligation, dans l'intérêt du public, de poursuivre ses activités de manière à protéger l'environnement et à respecter les règlements en matière d'environnement. Les activités actuelles et le développement du parc doivent respecter les nouvelles normes environnementales plus strictes en matière d'émissions de dioxyde de soufre, d'oxyde d'azote, de mercure et des particules.

3. Efficacité économique – Il faut étudier des sources possibles d'approvisionnement dans la lumière des besoins économiques et environnementaux et de la fiabilité.

4. Viabilité financière – Énergie NB doit maintenir la stabilité des tarifs, des bénéfices et du rendement financier.

Stratégie d'investissement
L'analyse des investissements par rapport à ces quatre objectifs a repéré trois grands projets d'immobilisations. Les travaux préparatoires connexes ont surtout trait aux approbations réglementaires, aux études d'ingénierie, des coûts et de la conception, et aux négociations avec les fournisseurs.

Remise à neuf de Coleson Cove
Pour exploiter la centrale au mazout à 1 050 MW de Coleson Cove après 2005, il faut faire d'importants investissements d'immobilisations afin de se conformer aux nouveaux règlements en matière d'environnement. Une remise à neuf de la centrale comprendrait un système de désulfuration des gaz de combustion pour largement éliminer les émissions de dioxyde de soufre, des dispositifs de réduction catalytique pour réduire les émissions d'oxyde d'azote et un précipitateur pour réduire les émissions de particules dans les gaz de combustion. La conversion de la centrale pour brûler l'Orimulsion[MD], un combustible moins coûteux, entraînera des économies qui permettront de payer le coût de l'équipement moderne de protection environnementale.

Remise à neuf de Point Lepreau
La centrale de Point Lepreau fournit jusqu'à 30 % de la production d'Énergie NB dans la province à bas prix. La centrale est une partie intégrante des initiatives de gestion du dioxyde de carbone et du dioxyde de soufre parce qu'elle ne contribue pas à ces émissions. Une étude technique et économique de Point Lepreau par Hagler Bailley qu'il pourrait être une bonne idée de remettre la centrale à neuf d'ici 2006, selon les coûts et la possibilité d'un facteur de capacité pour la vie prolongée de la centrale.

Énergie NB et Énergie atomique du Canada ltée ont amorcé un programme d'évaluation de deux ans du programme de remise à neuf pour définir la portée technique de la remise à neuf. Après l'évaluation, on comparera les coûts et les avantages de la remise à neuf à ceux des autres possibilités pour choisir la meilleure option pour Énergie NB. Si on décide de remettre à neuf Point Lepreau, Énergie NB prévoit conclure une entente de partage des risques et des avantages de l'exploitation avec Énergie atomique du Canada ltée.

Projet de la ligne d'électricité internationale
La construction d'une deuxième interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre pourrait agrandir les occasions de ventes au marché de l'électricité en Nouvelle-Angleterre. La ligne de transport à 345 kV et l'interconnexion avec le Maine serviraient aux importations et aux exportations. Ce projet, qui devrait s'achever en 2003, augmenterait la valeur du réseau de transport d'Énergie NB, le rendrait plus fiable et faciliterait des initiatives de développement mentionnées dans la politique énergétique du gouvernement provincial.

Énergie NB a aussi commencé à travailler sur les enjeux de politique publique reliés au Livre blanc - Politique énergétique du Nouveau-Brunswick du gouvernement provincial, entre autres :

- un tarif de libre accès au réseau de transport qui comprend les services auxiliaires et le recouvrement des coûts des installations qui ne sont plus rentables
- une «offre normalisée de service» pour les clients qui ne choisissent pas de fournisseur concurrentiel
- des tarifs en fonction de «l'heure d'utilisation» et de «l'énergie verte»
- un rapport sur l'élimination d'interfinancement entre les catégories de client.

Plans d'exploitation annuels
La structure des unités commerciales a augmenté la capacité d'établir des cibles de rendement, de mesurer les résultats et d'entreprendre des démarches correctrices au besoin.

Énergie NB réalisera ses objectifs – la fiabilité des approvisionnements, l'acceptabilité environnementale, l'efficacité économique et la viabilité financière – si elle réussit à implanter le présent plan d'entreprise et à gérer chaque année les objectifs des unités commerciales de Production, Nucléaire, de Transport et de Services à la clientèle. L'**annexe B** explique les objectifs des unités commerciales.

Énergie NB a achevé la deuxième année d'un programme de trois ans de collaboration avec Ernst & Young LLP visant à intégrer la gestion des risques aux activités commerciales et à implanter des processus plus sophistiqués d'évaluation et de maîtrise des risques. Les objectifs du programme sont les suivants :

- assurer la compréhension et l'articulation claires des risques commerciaux clés auxquels Énergie NB fait face, ainsi que sur leur effet possible sur la réalisation des objectifs commerciaux
- formaliser la politique et la structure de gestion des risques d'Énergie NB
- établir des priorités et axer les efforts sur les risques clés
- relever le sentiment de propriété et de responsabilité de la gestion des risques à tous les niveaux de la Société

La direction et le conseil surveillent le progrès des plans d'action de l'entreprise et des unités commerciales pour réduire les risques commerciaux repérés. L'**annexe B** comprend des données sur la gestion des risques commerciaux.

Planification et fiabilité des approvisionnements

Malgré le fait que la récente politique énergétique vise des options permettant aux clients des usages des ventes en gros et industriel grande puissance de s'approvisionner autrement que chez Énergie NB, elle laisse à Énergie NB l'obligation de servir les clients qui ne choisissent pas de quitter le réseau. Cette situation crée un autre genre de risque que le monopole naturel en vigueur en ce moment.

Chaque année, Énergie NB prépare une prévision des charges pour évaluer les besoins futurs en électricité de ses clients dans la province. Les prévisions tiennent compte de facteurs comme la croissance de la population, l'expansion économique, les nouvelles technologies de conservation de l'énergie, les impacts de la concurrence du gaz naturel et ceux de la politique énergétique relatifs à l'occasion pour les clients industriels de lancer des projets d'autoproduction.

Les planificateurs du réseau d'Énergie NB doivent périodiquement étudier la prévision des charges de l'entreprise et les ressources dont elle dispose pour alimenter cette charge au cours des 10 prochaines années. Ils rajustent les plans de remise à neuf et d'expansion en conséquence. La planification des approvisionnements doit tenir compte des aspects suivants :

- la mise hors service prévue des tranches plus vieilles, qui dépend des études de la valeur économique de la production en comparaison aux frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et du combustible
- la production limitée du parc hydroélectrique, surtout en hiver quand il faut faire face de la charge de pointe
- le transit minimal exigé sur l'interconnexion de la Maine Electric Power Company à la Nouvelle-Angleterre
- la stratégie du marché des entreprises voisines

La dernière prévision des charges indique que la charge totale possible qu'Énergie NB devra desservir en 2009, la réserve y comprise, pourrait atteindre 4 133 MW. Par contre, Énergie NB s'attend à ce que la percée du gaz naturel, les mesures écoénergétiques et l'autoproduction industrielle réduisent cette charge à 3 678 MW. Les ressources actuelles du parc sont de 3 673 MW. Donc, si le parc d'Énergie NB va alimenter cette charge prévue en janvier 2009 de façon efficace et rentable, toute la capacité actuelle prévue doit être en service. De plus, Point Lepreau, dont la vie utile prévue doit s'achever avant la fin du plan, doit être remise à neuf ou remplacée.

Étant donné l'incertitude quant à la charge qu'Énergie NB devra alimenter à l'avenir, il est important d'augmenter l'accès de transport aux entreprises voisines, soit pour faire des achats afin de suppléer à sa propre capacité de production, soit pour vendre l'excédent de production. La construction d'une deuxième interconnexion à la Nouvelle-Angleterre permet à Énergie NB d'augmenter ses exportations. Aussi important, elle permet à l'entreprise de s'approvisionner dans ce nouveau marché, réduisant sa dépendance envers les achats dans les Maritimes, où il n'y a aucune production excédentaire, ou par l'intermédiaire d'Hydro-Québec. Cette dernière a récemment modifié sa stratégie de vente afin de maximiser les prix au moyen de ventes à court terme.

Considérations environnementales

Étant donné que les options d'alimentation électrique ont de très longues vies, il est important de tenir compte des normes actuelles, ainsi que des modifications possibles à l'avenir. Les normes environnementales des émissions de dioxyde de soufre, d'oxyde d'azote, de mercure et de particules seront resserrées pendant la période du présent plan d'entreprise. Pour évaluer les possibilités de production futures, Énergie NB devait tenir compte des points suivants :

- Diverses instances gouvernementales canadiennes et américaines préparent des règlements qui obligeront Énergie NB à réduire les émissions de SO_2, de NO_x, de mercure et de particules. Ces documents seront implantés au cours de la période du présent plan d'entreprise. De nouvelles normes existent déjà pour l'ozone, les fines particules et d'autres émissions, et comprennent des échéanciers. Énergie NB prévoit devoir réduire ses émissions totales de NO_x de 50 % d'ici 2007. La Société devra réduire ses émissions de SO_2 par le même montant d'ici 2010.
- Coleson Cove est la principale source de ces émissions chez Énergie NB. Elle contribue 60 % du SO_2, 60 % du NO_x et 75 % des particules.
- On pourra grandement réduire les émissions en provenance de Coleson Cove en installant des dispositifs de contrôle de la qualité de l'air, plus précisément :
  - un système de désulfuration des gaz de combustion réduira les émissions de SO_2 de jusqu'à 90 %
  - un système de réduction catalytique réduira les émissions de NO_x de jusqu'à 80 %
  - un précipitateur réduira les émissions de particules de jusqu'à 75 %
- Les réductions des coûts réalisées par la conversion de Coleson Cove du mazout lourd à l'Orimulsion[MD], qui coûte beaucoup moins, paieront l'installation de l'équipement de contrôle de la qualité de l'air.

Il sera très difficile de remplacer l'énergie fournie par Point Lepreau si la centrale n'est pas remise à neuf. La centrale fournit jusqu'à 30 % de la production d'Énergie NB dans la province sans contribuer aux émissions de CO_2 ou de SO_2.

Prévisions financières

Certaines données du bilan et de l'état des résultats sont basées sur les prévisions de l'exercice ayant pris fin le 31 mars 2001. Les chiffres réels en décembre 2000, ainsi que les changements connus et prévus pour le restant de l'exercice, ont servi à l'établissement des prévisions.

Hypothèses économiques et d'exploitation
Les prévisions financières sont basées sur ces hypothèses économiques et d'exploitation :

Hypothèses économiques

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
3 % mazout lourd ($ US/baril)	19,00 $	18,00 $	17,00 $	16,00 $	15,50 $	15,25 $	15,25 $	15,25 $
Gaz naturel ($ US/baril)	5,65 $	4,35 $	4,30 $	4,30 $	4,30 $	4,30 $	4,35 $	4,35 $
Dollar canadien (US)	0,66 $	0,66 $	0,66 $	0,67 $	0,67 $	0,67 $	0,68 $	0,68 $
Facteur de capacité nucléaire	92,7 %	77,0 %	72,7 %	86,6 %	75,1 %	–	43,7 %	94,2 %
Prix de pointe en Nouvelle-Angleterre ($ US/MWh)	65,00 $	58,00 $	52,00 $	49,00 $	48,00 $	47,00 $	47,00 $	47,00 $

On prévoit que les conditions météorologiques et l'hydraulicité suivent les moyennes à long terme, et que les taux d'intérêt restent bas et stables.

Dans le but d'axer l'analyse et la discussion sur l'impact des projets sur les activités commerciales en cours, les prévisions financières ne comprennent aucune augmentation de tarifs pour une catégorie quelconque des clients. L'**annexe C** explique les autres hypothèses à la base des prévisions et les sensibilités associées.

Rendement financier
(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Bénéfice net (perte nette)	32	19	9	45	35	(61)	(29)	16
Encaisse d'exploitation	272	253	223	263	267	182	231	250
Libres mouvements de trésorerie	111	(124)	(236)	(120)	(174)	(107)	63	116
Réduction (augmentation) de la dette nette	(89)	128	236	110	174	107	(73)	(116)
Total de la dette nette	2 782	2 910	3 146	3 256	3 430	3 537	3 464	3 348

Ratios et pourcentages financiers

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Marge d'exploitation	24 %	23 %	20 %	22 %	22 %	17 %	20 %	24 %
Encaisse d'exploitation/ Dépenses d'investissement	1,82 x	0,71 x	0,51 x	0,69 x	0,68 x	0,62 x	1,39 x	2,65 x
Dette/capital	97 %	97 %	97 %	96 %	95 %	97 %	97 %	97 %
Couverture de l'intérêt	1,12 x	1,08 x	1,04 x	1,20 x	1,15 x	0,76 x	0,89 x	1,06 x

La section «Historique» explique les données financières prévues.

Les tendances suivantes se dégagent des prévisions financières sur huit ans :

- de grands investissements d'immobilisations pour rencontrer les objectifs de l'entreprise visant la fiabilité, l'acceptabilité du point de vue de l'environnement et le rendement économique
- des produits stables dans la province, la croissance de la charge étant contrebalancée par la percée attendue du gaz naturel et l'autoproduction des clients industriels
- la réduction des coûts de combustible découlant du remplacement du mazout lourd par de l'Orimulsion[MD], ce qui augmentera les marges sur les ventes aux clients dans la province
- diminution des marges sur les ventes d'électricité à l'extérieur de la province pendant la remise à neuf des centrales, suivie d'une position plus concurrentielle sur les marchés à l'exportation en raison de la diminution des coûts et de l'augmentation de la capacité de transport
- maîtrise des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, sans négliger les investissements requis dans des secteurs clés
- diminution des coûts de financement en raison du refinancement de la dette à taux d'intérêt nominal élevé.

Au cours des années après la période des prévisions, la Société s'attend à ce qu'il soit plus facile de prévoir et de maintenir les flux de trésorerie pour financer la dette, en raison d'une infrastructure renouvelée comportant moins de risques d'exploitation, une meilleure fiabilité et une structure des coûts plus concurrentielle.

État des résultats

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Ventes d'électricité	1 327 $	1 336 $	1 274 $	1 271 $	1 245 $	1 205 $	1 250 $	1 303 $
Combustible et achats d'électricité	514	541	509	493	450	484	450	441
Marge brute	813	795	765	778	795	721	800	862
Produits divers	40	36	34	35	36	41	36	34
Dépenses EEA	326	339	359	342	349	330	347	377
Frais de financement	290	294	248	241	248	277	289	307
Amortissement et déclassement	205	179	183	185	199	216	229	196
Bénéfice net	32 $	19 $	9 $	45 $	35 $	(61) $	(29) $	16 $

La section «Historique» explique les données financières prévues.

Les chiffres relatifs aux ventes d'électricité, au combustible et aux achats d'énergie visent les clients dans la province et à l'extérieur de la province. Les détails sont donnés ici :

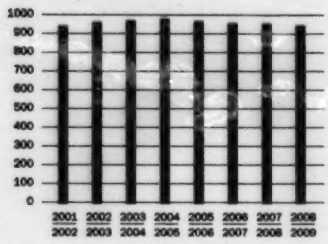
Marges brutes

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Ventes d'électricité à l'intérieur de la province	950 $	970 $	979 $	990 $	974 $	964 $	963 $	953 $
Combustible et achats d'électricité	297	315	323	307	280	345	288	245
Marge brute à l'intérieur de la province	653	655	656	683	694	619	675	708 $
Ventes d'électricité à l'extérieur de la province	377	366	295	281	271	241	287	350
Combustible et achats d'électricité	217	226	186	186	170	139	162	196
Marge brute à l'extérieur de la province	160	140	109	95	101	102	125	154
Marge brute	813 $	795 $	765 $	778 $	795 $	721 $	800 $	862 $

La section «Historique» explique les données financières prévues.

Ventes d'électricité dans la province



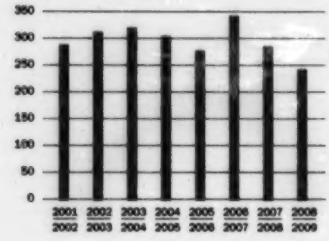
Ventes d'électricité – Dans la province

On prévoit que les produits tirés des ventes d'électricité dans la province restent largement inchangés. Ils ne connaîtront qu'une légère augmentation de 950 millions de dollars en 2001-2002 à 953 millions de dollars d'ici 2008-2009. C'est une augmentation de 3 millions de dollars ou 0,3 %. Le niveau statique des ventes est attribuable à une croissance moyenne annuelle modérée de 1 %, contrebalancée par des mesures de conservation de l'énergie, par la percée du gaz naturel et par l'autoproduction des clients industriels. Spécifiquement, on prévoit que 150 MW de la charge industrielle quitte le réseau en 2005-2006.

La prévision ne contient aucune augmentation des tarifs.

Le détail des ventes par secteur se trouve à l'**annexe D.**

Combustible et achats d'énergie dans la province



Combustible et achats d'énergie - Dans la province

Les coûts relatifs au combustible et aux achats d'énergie dans la province sont influencés au cours de la période de la prévision par des changements touchant la diversité des sources de production (notés au tableau ci-dessous), au prix du combustible et à d'autres facteurs. Les facteurs les plus importants sont les suivants :

- De 2001-2002 à 2005-2006, les modifications découlent des variations annuelles du facteur de capacité de la centrale nucléaire en raison des arrêts d'entretien de Point Lepreau sur un cycle de 18 mois.
- Chaque été pendant trois ans à partir de 2003-2004, une tranche de Coleson Cove sera hors service pour la remise à neuf. La centrale sera complètement convertie à l'Orimulsion[MD] en octobre 2005, éliminant la dépendance envers le mazout lourd et ayant un effet positif sur les coûts de combustible à partir de 2005-2006.
- L'arrêt de Point Lepreau doit commencer en avril 2006 et durer 18 mois. Pendant ce temps, il faudra acheter du combustible de remplacement et de l'énergie. La remise à neuf de Coleson Cove et l'élimination de la dépendance envers le mazout lourd sont essentielles au succès de l'arrêt de Point Lepreau.
- Après la remise à neuf, les coûts de combustible diminuent grandement et atteignent 245 millions de dollars en 2008-2009. À titre de résultat de sa stratégie d'investissement, Énergie NB aura des coûts de combustible très concurrentiels.

Production dans la province
(EN GWH)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Nucléaire	4 892	4 082	3 851	4 590	3 980	–	2 323	4 857
Mazout lourd	1 666	2 226	2 553	2 425	928	–	–	–
Orimulsion[MD]	1 645	1 860	1 880	1 800	3 643	7 196	5 497	3 914
Total partiel	8 203	8 168	8 284	8 815	8 551	7 196	7 820	8 771
Autre*	7 195	7 485	7 581	7 229	7 011	7 778	7 265	6 352
Total	15 398	15 653	15 865	16 044	15 562	14 974	15 085	15 123
Capacité nucléaire	92,7 %	77,0 %	72,7 %	86,6 %	75,1 %	–	43,7 %	94,2 %

**Comprend l'hydroélectricité, le charbon, le diesel, le pétrole, le coke de pétrole et les achats*

L'**annexe E** présente une analyse détaillée des variations. L'**annexe F** démontre l'importance des tranches nucléaire et hydroélectriques à la diversité du parc de production d'Énergie NB et du coût du combustible.

Marge brute – À l'extérieur de la province

Les exportations d'Énergie NB aux provinces voisines et à la Nouvelle-Angleterre continueront à constituer une importante source de revenus. On s'attend à ce que les marges de ces revenus permettent à Énergie NB de maintenir les tarifs dans la province beaucoup plus bas qu'autrement.

Au cours de la période des prévisions, Énergie NB prévoit qu'un grand nombre de tranches au gaz naturel à cycle combiné seront construites en Nouvelle-Angleterre. Malgré ce fait, le marché américain sera toujours intéressant. Une des hypothèses de base du plan d'entreprise veut que toute l'énergie excédentaire soit exportée. La construction de la deuxième ligne d'électricité internationale améliorera les occasions d'exportation.

Au cours de la période des prévisions, les ventes à l'extérieur de la province seront réduites, d'abord par la remise à neuf de Coleson Cove et ensuite par l'arrêt prévu de Point Lepreau. Les produits tirés des dentes doivent diminuer de leur niveau de 377 millions de dollars en 2001-2002 à un minimum de 241 millions de dollars en 2006-2007, pendant l'arrêt de la centrale. Les produits rebondissent une fois Point Lepreau en service de nouveau, et doivent atteindre 350 millions de dollars en 2008-2009.

Les marges à l'extérieur de la province varient sensiblement de la même façon, passant de 160 millions de dollars en 2001-2002 à 95 millions de dollars en 2004-2005, pour ensuite monter à 154 millions de dollars en 2008-2009. Le pourcentage de la marge brute s'améliore avant la fin de la période, traduisant la compétitivité accrue d'Énergie NB. Les coûts de combustible diminuent avec le remplacement du mazout lourd par l'Orimulsion[MD] et l'amélioration du facteur de capacité de Point Lepreau.

Produits divers

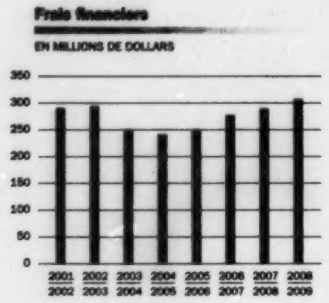
Les produits divers (chauffe-eau, tarifs de transport, vente de la vapeur et d'autres sous-produits de la production) doivent chuter de 40 millions de dollars en 2001-2002 à 34 millions de dollars en 2008-2009, surtout en raison de la résiliation d'un contrat de vente de la vapeur à un tiers.

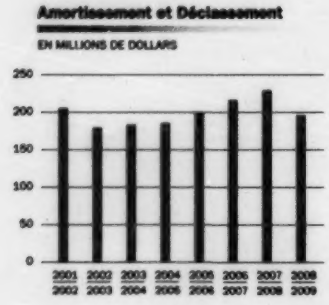
Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration doivent monter de 326 millions de dollars à 377 millions de dollars pendant la période des prévisions. L'arrêt de remise à neuf de Point Lepreau, qui durera 18 mois, fera diminuer les dépenses EEA en 2006-2007 et en 2007-2008.

D'autres modifications découlent des facteurs suivants :

- arrêts prévus sur un cycle de 18 mois des grandes centrales, Point Lepreau y comprise
- investissements pour améliorer l'infrastructure, la fiabilité et la sécurité des réseaux de transport et de distribution
- augmentations annuelles
- coûts reliés à la fermeture de N.B. Coal et de la centrale de Grand Lac en 2003-2004





Frais de financement

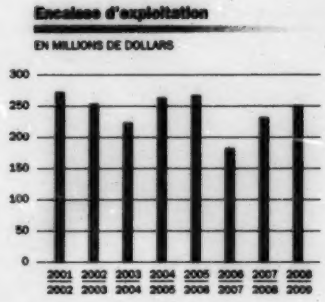
Énergie NB profite des occasions de remplacer la dette à haut taux d'intérêt nominal par des emprunts à des taux moins élevés, le cas échéant. Cette démarche réduit les frais financiers annuels. Une grande partie de la dette de la Société sera remplacée en 2002-2003, diminuant les frais de financement.

Au cours des travaux à Coleson Cove et à Point Lepreau, la Société fera des emprunts nets. Les frais financiers reliés à l'augmentation de la dette nette contrebalancera les économies découlant des taux d'intérêt moins élevés. Ainsi, les frais financiers doivent se chiffrer à 307 millions de dollars en 2008-2009.

Amortissement et déclassement

Les dispositions d'amortissement et de déclassement diminueront au cours de la période des prévisions. L'investissement original à Point Lepreau sera complètement amorti en 2007-2008, et les nouvelles immobilisations et le programme d'amortissement ont pour conséquence une réduction des frais annuels. Le total de l'amortissement et du déclassement diminuera de 205 millions de dollars en 2001-2002 à 196 millions de dollars en 2008-2009. C'est une diminution de 9 millions de dollars ou de 4,4 %.

Flux de trésorerie et dette nette



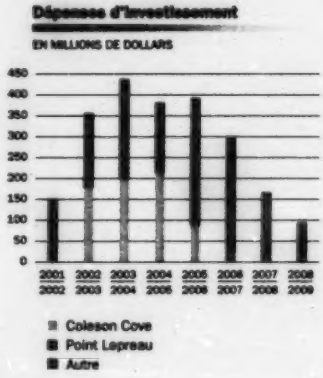
Encaisse d'exploitation

L'encaisse d'exploitation d'Énergie NB doit diminuer de 272 millions de dollars en 2001-2002 à 223 millions de dollars en 2003-2004, surtout à cause de la capacité de production réduite pendant la remise à neuf de Coleson Cove et les arrêts d'entretien prévus à Point Lepreau. Une fois Coleson Cove remise à neuf, l'encaisse d'exploitation retournera aux niveaux normaux. En 2006-2007, elle diminuera de nouveau à cause de l'arrêt de Point Lepreau et de la réduction de la capacité de production. Elle retournera aux niveaux normaux en 2008-2009.

Dépenses d'immobilisations

Énergie NB prévoit d'importants investissements pour améliorer la fiabilité du réseau, rendre l'exploitation plus efficace et réduire les émissions. La moyenne des dépenses d'immobilisations s'est chiffrée à environ 100 millions de dollars au cours des dernières années, et on prévoit un retour à ce niveau après la remise à neuf de Point Lepreau.

Pendant la période des prévisions financières, Énergie NB prévoit investir d'importantes sommes pour :



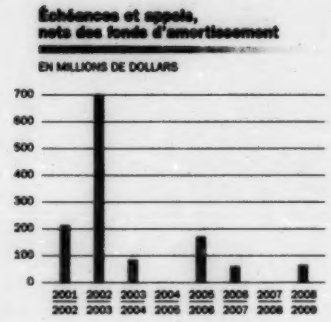
- La remise à neuf de Coleson Cove, y compris la conversion à l'Orimulsion[MD] et des travaux pour respecter des exigences plus strictes en matière d'environnement, à un coût initial estimé de 690 millions de dollars. Pour minimiser l'effet sur l'exploitation, les travaux commenceront en 2003-2004. Chaque été pendant trois ans, une tranche sera mise hors service pour la remise à neuf. La conversion aura lieu en 2005, et la centrale remise à neuf sera en service en novembre.
- La remise à neuf de Point Lepreau, à un coût estimé initial de 690 millions de dollars. Les travaux préparatoires commenceront quatre ans avant les travaux de remise à neuf, et la centrale sera à l'arrêt d'avril 2006 à octobre 2007.
- La construction d'une deuxième ligne d'électricité internationale au Maine à un coût de 45 millions de dollars. Le projet doit être achevé en 2003.

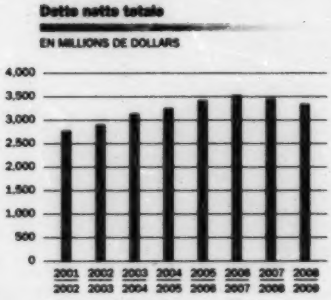
Parmi les autres investissements annuels, notons :

- des améliorations à l'infrastructure de production, de transport et distribution pour améliorer la fiabilité et l'efficacité
- des investissements en informatique pour augmenter la compétitivité

Libres mouvements de trésorerie

Les libres mouvements de trésorerie constituent surtout l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'immobilisations et les changements au fonds de roulement. Pendant la période des prévisions, Énergie NB fera des emprunts nets parce que les dépenses d'immobilisations dépasseront l'encaisse d'exploitation dans cinq des huit années du plan, de 2002-2003 à 2006-2007. On prévoit un retour à des libres mouvements de trésorerie positifs en 2007-2008, et en 2008-2009 tout sera de retour aux niveaux actuels. Il sera de loin plus facile de maintenir ces niveaux en raison des investissements faits pour améliorer les immobilisations d'Énergie NB.





Besoins de financement

Énergie NB doit faire de nouveaux emprunts pour payer ses dépenses d'immobilisations et refinancer la dette à long terme qui vient à échéance. L'encaisse d'exploitation financera plus de 75 % des dépenses d'immobilisations faites au cours de cette période. La majeure partie des sommes requises ont trait à la tranche de la dette existante qui viendra à échéance pendant cette période, et qui se chiffre à environ 1,6 milliard de dollars. Le graphique à droite montre les échéances et les appels, nets des fonds d'amortissement, reliés à la dette à long terme d'Énergie NB au cours des huit années à venir.

La Société s'attend à atténuer ses besoins de refinancement en 2002-2003 au moyen d'un programme de pré-emprunts initié en 2000-2001.

Dette nette totale

La dette nette est le total des dettes à long et à court termes, moins les investissements dans les fonds d'amortissement, les espèces et les placements à court terme. Comme résultat des investissements d'immobilisations pour améliorer la fiabilité et la responsabilité environnementale, la dette nette totale atteindra son sommet de 3,5 milliards de dollars en 2006-2007. C'est le même niveau que la dette maximale de la Société en décembre 1995, après la construction de Belledune. La dette nette sera réduite à 3,3 milliards de dollars en 2008-2009, car on utilisera les libres mouvements de trésorerie pour la réduire. À ce point, la Société sera beaucoup mieux placée pour gérer ses dettes à l'avenir. Les flux de trésorerie seront plus prévisibles et plus faciles à maintenir, et la structure des coûts sera moins onéreuse.

Obligation reliée au déclassement et à la gestion du combustible irradié (GCI)

On prévoit que l'obligation reliée au déclassement et à la gestion du combustible irradié passe de son niveau de 237 millions de dollars en 2001-2002 à 367 millions de dollars d'ici la fin de 2008-2009. Ceci représente une augmentation de 130 millions de dollars ou 55 %. L'obligation reportée augmente avec le temps, parce qu'on y porte des montants pour couvrir les coûts futurs estimés du déclassement et de la gestion du combustible irradié, avec des intérêts composés annuellement. L'obligation ne fait l'objet d'aucun financement, en attendant l'approbation de nouvelles dispositions législatives fédérales, mais le plan présume des contributions de 4 millions de dollars par an au financement de l'obligation reliée à la gestion du combustible irradié. Les coûts prévus de GCI et de déclassement de Point Lepreau peuvent être modifiés en fonction de la décision relative à la remise à neuf.

États financiers projetés

Les états financiers projetés se trouvent aux annexes G, H et I.

Avantages pour la province du Nouveau-Brunswick et les clients

Le plan d'entreprise d'Énergie NB vise la remise à neuf d'importantes centrales et l'augmentation des capacités d'exportation et de la concurrence. Les avantages pour la Société comprennent une structure des coûts améliorée en raison d'une baisse des coûts du combustible, de meilleures marges sur les ventes dans la province et à l'extérieur de la province et une meilleure capacité de réduire la dette en raison de la nature prévisible et soutenable des flux de trésorerie. Il en résultera une meilleure fiabilité, des tarifs plus stables et un meilleur rendement environnemental – d'importantes priorités qu'Énergie NB partage avec son propriétaire et ses clients.

ANNEXE A

Rendement financier

Rendement financier

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2000/01	1999/00	1998/99	1997/98	1996/97
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	(12)	17	18	(43)	(87)
Bénéfice (perte) avant radiation	(12)	17	27	(21)	(19)
Bénéfice net (perte nette) *	(12)	17	(423)	(21)	(19)
Encaisse d'exploitation	214	237	239	154	119
Libres mouvements de trésorerie	114	197	189	67	68
Réduction de la dette nette	23	234	123	43	53
Dépenses d'investissements	118	95	68	61	73

Parmi les hauts faits du rendement financier d'Énergie NB de 1996-1997 à 2000-2001, notons :

- L'amélioration de l'encaisse d'exploitation de 119 millions de dollars en 1996-1997 à 214 millions de dollars en 2000-2001.
- L'encaisse d'exploitation (ce qui reste après les dépenses d'immobilisations et les changements au capital d'exploitation), ou l'argent disponible pour réduire la dette, est passé à 114 millions de dollars en 2000-2001. Ils n'étaient que de 68 millions de dollars en 1996-1997. Il s'agit d'une importante mesure de la santé financière de la Société, car les fonds disponibles à même les activités commerciales pour réduire la dette ont connu une importante augmentation.
- La dette a été réduite pendant cinq années consécutives et a totalisé 476 millions de dollars en 2000-2001. La dette de la société a atteint son sommet en décembre 1995 à 3,4 milliards de dollars, et depuis a été réduit à moins de 3,0 milliards de dollars.
- Les dépenses d'immobilisations sont passées à 118 millions de dollars de 73 millions de dollars et parvenaient complètement des flux de trésorerie de la Société. Au cours des cinq exercices depuis 1996-1997, un total de 415 millions de dollars en dépenses d'immobilisations ont été fondées à même les flux de trésorerie.

* En 1998-1999, la valeur comptable de Point Lepreau a été réduite de 450 millions de dollars à la suite des résultats d'une étude technique et économique de la centrale. Cette démarche a eu pour résultat une réduction du bénéfice net de cet exercice.

ANNEXE B

Objectifs des unités commerciales et Gestion des risques commerciaux

Ojectifs des unités commerciales

En 1996-1997, Énergie NB s'est réorganisée en unités commerciales pour mieux gérer ses activités et pour implanter des initiatives d'amélioration du rendement. L'attention subséquente aux objectifs spécifiques des unités commerciales a créé de grandes améliorations à l'exploitation. Voici les objectifs spécifiques de chaque unité commerciale :

Production

- les cibles de disponibilité des centrales
- Mieux gérer les coûts d'exploitation et d'immobilisations
- Maximiser les marges à l'extérieur de la province
- Préconiser la sécurité des employés, du public et de l'équipement
- Respecter les règlements environnementaux

Nucléaire

- Sécurité – forte culture de sécurité nucléaire
- Production – exploitation uniforme et prévisible
- Efficacité organisationnelle – confiance de la World Association of Nuclear Operators, de la Commission canadienne de la sûreté nucléaire, du Conseil et du public
- Coûts – calendrier d'arrêts planifiés et gérés
- Remise à neuf – bonne décision sur la remise à neuf

Transport

- Sécurité du personnel et du public
- Fiabilité
- Satisfaction des clients
- Activités d'exploitation commerciales
- Préparation à la concurrence
- Employés dynamiques qui connaissent leur propre valeur

Services à la clientèle

- Sécurité du personnel et du public
- Fiabilité
- Satisfaction des clients
- Protection de l'environnement

Gestion des risques commerciaux

Dans l'optique de l'amélioration du rendement, Énergie NB a axé beaucoup d'efforts sur la gestion des risques commerciaux. La Société et chaque unité commerciale ont repéré les risques et implanté des plans de réduction de ceux ayant trait à l'exploitation et aux résultats financiers. En 2000-2001, la Société a mis à jour son profil des risques pour cerner les facteurs de risque commercial suivants ou y attribuer de nouvelles priorités :

- Marchés à l'exportation – maintenir et élargir l'accès aux marchés à l'exportation
- Remise à neuf de Point Lepreau – gestion efficace du projet de remise à neuf
- Remise à neuf de Coleson Cove –gestion efficace du projet de remise à neuf
- Leadership – attirer, perfectionner et retenir de forts chefs et les affecter aux secteurs prioritaires
- Fiabilité de production– diligence raisonnable pour maintenir la fiabilité de la production
- Fiabilité de transport – diligence raisonnable pour maintenir la fiabilité du réseau de transport

ANNEXE C

Hypothèses des prévisions et Analyse de sensibilité

Hypothèses économiques

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
3 % mazout lourd ($ US/baril)	19,00 $	18,00 $	17,00 $	16,00 $	15,50 $	15,25 $	15,25 $	15,25 $
Gaz naturel ($ US/mmBtu)	5,65 $	4,35 $	4,30 $	4,30 $	4,30 $	4,30 $	4,35 $	4,35 $
Dollar canadien (US)	0,66 $	0,66 $	0,66 $	0,67 $	0,67 $	0,67 $	0,68 $	0,68 $
Facteur de capacité nucléaire	92,7 %	77,0 %	72,7 %	86,6 %	75,1 %	–	43,7%	94,2 %
Prix de pointe en Nouvelle-Angleterre ($ US/MWh)	65,00 $	58,00 $	52,00 $	49,00 $	48,00 $	47,00 $	47,00 $	47,00 $
Intérêt à court terme	5,50 %	→						5,50 %
Intérêt à long terme	6,50 %	→						6,50 %
Croissance économique (PIB)	2,1 %	→						2,1 %
Index de prix à la consommation	1,8 %	→						1,8 %

Hypothèses d'exploitation

Bayside	En service en juin 2001
Deuxième ligne de transport internationale à la Nouvelle-Angleterre	En service en novembre 2003; utilisée chaque année par Énergie NB à partir de 2003-04, sauf pendant l'arrêt de Lepreau
Grand Lac	Mise hors service à la fin de 2004
Coleson Cove	Une tranche remise à neuf chaque été de 2003 à 2005; totalement convertie à l'Orimulsion[MD] en 2005-06 et remise en service en novembre
Point Lepreau	Remise à neuf commence en avril 2006 et dure 18 mois; remise en service en octobre 2007
Point Lepreau, Belledune et Dalhousie	Arrêt d'entretien prévu tous les 18 mois
Charge provinciale	Charge réduite de 455 MW d'ici 2008-09 en raison de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel pendant 8 ans (276 MW); mesures d'efficacité énergétique (29 MW); départ d'une partie de la charge industrielle en octobre 2005 (150 MW)

Analyse de sensibilité

Énergie NB gère divers risques financiers à ses activités commerciales, entre autres, le prix du combustible et les fluctuations des taux de change et d'intérêt. Selon les hypothèses de base des prévisions, le tableau suivant isole la plage des impacts annuels sur le bénéfice net des variations de ces conditions du marché, ainsi que du principal risque d'exploitation (le facteur de capacité de la tranche nucléaire).

Analyse de sensibilité

Variables économiques du marché et de l'exploitation Variations de sensibilité (+/-)	Plage d'impact annuel sur le bénéfice net (EN MILLIONS DE DOLLARS)
3 % Mazout lourd ($ US/baril) *	11 - 13 $
Gaz naturel (US 10 cent/mmBtu)	0,5 - 1 $
Dollar canadien (US 1 cent)	4 - 6 $
Facteur de capacité nucléaire (1 %)	2 - 3 $
Ventes à l'exportation ($ US/MWh)	4 - 7 $
Taux d'intérêt à court terme (1 %)	1 - 4 $
Taux d'intérêt à long terme (1 %)	1 - 4 $

** À la suite de la conversion de la centrale de Coleson Cove à l'Orimulsion[MD], à partir de 2005-2006 la Société ne sera plus sensible au prix de mazout. La plage ci-dessus fait référence aux années avant le projet de conversion.*

ANNEXE D

Produits dans la province par secteur

Prévisions des produits dans la province

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Résidentiel	377 $	379 $	381 $	383 $	384 $	384 $	383 $	383 $
Usage général	202	205	207	210	213	214	216	217
Ventes en gros	73	73	74	74	73	73	71	69
Industriel	298	313	317	323	304	293	293	284
Total	950 $	970 $	979 $	990 $	974 $	964 $	963 $	953 $

Secteur résidentiel

Les produits tirés de plus de 275 000 ménages doivent augmenter de 6 millions de dollars d'ici la huitième année du plan. Ce secteur est touché le plus profondément par la température, et le plan est basé sur l'hypothèse de conditions météorologiques moyennes. De plus, le plan présume que la croissance globale annuelle de la charge de 1 % est contrebalancée par les effets du gaz naturel, ce qui se traduit par l'absence de croissance nette de la charge pendant la période des prévisions. Avant la fin de la période des prévisions, Énergie NB s'attend à ce que le gaz naturel réduise la croissance de 59 GWh et remplace 283 GWh des ventes actuelles.

Secteur de l'usage général

On prévoit que les produits en provenance des petites entreprises, des hôpitaux et des écoles augmentent de 15 millions de dollars d'ici la huitième année du plan. Ce secteur est touché par la conjoncture économique globale de la province et par la croissance de la demande. Le plan présume qu'une bonne partie de la croissance de la charge dans ce secteur sera contrebalancé par les effets du gaz naturel. La croissance nette annuelle de la charge sera donc de 0,7 %. D'ici la fin de la période des prévisions, Énergie NB s'attend à ce que le gaz naturel réduise la croissance de 88 GWh et remplace 231 GWh des ventes actuelles.

Secteur des ventes en gros

On prévoit que le gaz naturel ait un effet de plus en plus remarquable dans le secteur, au fur et à mesure que les détaillants du gaz naturel ciblent les centres urbains. On prévoit que la percée du gaz naturel dépasse la croissance globale de la charge, ce qui entraînera une diminution des ventes aux entreprises municipales de Saint John et d'Edmundston de 0,7 % par an. Avant la fin de la période des prévisions, on s'attend à ce que le gaz naturel réduise la croissance de 17 GWh et remplace 195 GWh des ventes actuelles.

Secteur industriel

Les produits doivent diminuer de 14 millions de dollars d'ici la huitième année du plan. Celui-ci présume une croissance annuelle globale de la charge d'environ 2 %. La diminution résultera surtout du remplacement de 1 248 GWh et de 150 MW de ventes par la production autonome au gaz naturel en octobre 2005.

ANNEXE E

Analyse des variations - Combustible et Achats d'énergie

Le coût du combustible dans la province et les achats d'énergie doivent diminuer de 297 millions de dollars en 2001-2002 à 245 millions de dollars en 2008-2009, ce qui représente une différence de 52 millions de dollars ou de 18 %, en raison des facteurs suivants :

- une réduction de 275 GWh de la production requise
- a conversion du mazout lourd à l'Orimulsion[MD], qui coûte beaucoup moins cher
- l'augmentation du facteur de capacité de Point Lepreau

Les sommes attribuées à la gestion du combustible irradié font hausser les coûts annuels de 7 millions de dollars et contrebalancent ces réductions.

Au cours de la période de la prévision, le total des coûts varie chaque année, surtout en raison de changements à la charge dans la province et à la diversité du parc de production. Plus spécifiquement :

- Les coûts augmentent en 2002-2003 et en 2003-2004 à cause des arrêts d'entretien prévus à Point Lepreau, entraînant l'utilisation de combustible de remplacement plus coûteux, surtout le mazout lourd, ainsi que les achats d'énergie. De plus, la production totale requise augmente au cours de chaque exercice, ce qui augmente les coûts.
- En 2005-2006, les coûts diminuent à la suite de la conversion de Coleson Cove du mazout lourd à l'Orimulsion[MD], qui coûte beaucoup moins cher. Point Lepreau subit de l'entretien, mais l'Orimulsion[MD] est le combustible de remplacement. Les coûts diminuent aussi en raison de la diminution de la production requise pour alimenter la charge industrielle.
- Point Lepreau est hors service pour tout l'exercice 2006-2007 pour la remise à neuf. Le total des coûts augmente parce que l'entreprise doit dépendre d'autres combustibles et des achats. Par contre, elle voit l'effet sur tout l'exercice de la diminution de la production requise pour alimenter la charge industrielle.
- En 2007-2008, Point Lepreau sera remis en service au cours de l'exercice. Les coûts diminuent au fur et à mesure que les coûts du combustible de remplacement et des achats d'énergie sont éliminés.
- On prévoit l'exploitation de Point Lepreau à un facteur de capacité élevé en 2008-2009, ce qui réduira l'utilisation de l'Orimulsion[MD], ainsi que les achats. Le total des coûts diminue rapidement en raison de l'effet de l'exploitation de la centrale remise à neuf pendant tout un exercice, malgré de légères augmentations de la production.

Production dans la province

(EN GWh)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Nucléaire	4 892	4 082	3 851	4 590	3 980	–	2 323	4 857
Mazout	1 666	2 226	2 553	2 425	928	–	–	–
Orimulsion[MD]	1 645	1 860	1 880	1 800	3 643	7 196	5 497	3 914
Total partiel	8 203	8 168	8 284	8 815	8 551	7 196	7 820	8 771
Autre	7 195	7 485	7 581	7 229	7 011	7 778	7 265	6 352
Total	15 398	15 653	15 865	16 044	15 562	14 974	15 085	15 123
Combustible et achats d'électricité *(en millions de dollars)*	297 $	315 $	323 $	307 $	280 $	345 $	288 $	245 $
Facteur de capacité nucléaire	92,7 %	77,0 %	72,7 %	86,6 %	75,1 %	–	43,7 %	94,2 %

**Comprend l'hydroélectricité, le charbon, le diesel, le pétrole, le coke de pétrole et les achats*

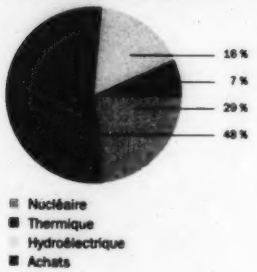
ANNEXE F

L'importance des centrales nucléaires et hydroélectriques

Production dans la province

(EN POURCENTAGE)

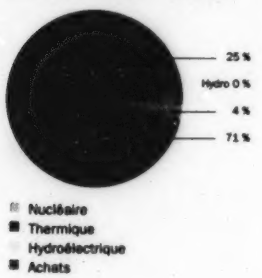
La production nucléaire (29 %) et hydroélectrique (16 %) totalisent 45 % de la production provinciale.



Coût des achats d'électricité et du combustible dans la province

(EN POURCENTAGE)

La production nucléaire (4 %) et hydroélectrique (0 %) ne totalisent que 4 % des coûts des combustibles dans la province.



Les données à droite font ressortir l'importance des centrales hydroélectriques et nucléaire à la diversité du parc de production, et ainsi au coût du combustible et des achats d'énergie. Les chiffres sont basés sur les moyennes annuelles sur le terme des prévision. Il est important de noter que :

- Plus Énergie NB produit de l'électricité à partir des centrales nucléaire et hydroélectriques, moins l'entreprise doit se fier à la production thermique plus coûteuse et aux achats.
- En moyenne, la production nucléaire et hydroélectrique totalisent 45 % de la production dans la province et seulement 4 % du coût des combustibles dans la province.
- L'hydroélectricité et la production nucléaire ne produisent aucune émission atmosphérique dangereuse, comme le dioxyde de soufre, l'oxyde d'azote ou le dioxyde de carbone.

ANNEXE G

État consolidé des résultats

Prévisions sur huit ans

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Produits								
Ventes d'électricité								
Dans la province	950 $	970 $	979 $	990 $	974 $	964 $	963 $	953 $
Hors de la province	377	366	295	281	271	241	287	350
Divers	40	36	34	35	36	41	36	34
	1 367	**1 372**	**1 308**	**1 306**	**1 281**	**1 246**	**1 286**	**1 337**
Dépenses								
Achats d'électricité	166	154	144	146	139	164	141	137
Combustible	348	387	365	347	311	320	309	304
Exploitation, entretien et administration	326	339	359	342	349	330	347	377
Amortissement et déclassement	205	179	183	185	199	216	229	196
	1 045	**1 059**	**1 051**	**1 020**	**998**	**1 030**	**1 026**	**1 014**
Bénéfice avant les frais de financement	322	313	257	286	283	216	260	323
Frais de financement	290	294	248	241	248	277	289	307
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**32 $**	**19 $**	**9 $**	**45 $**	**35 $**	**(61) $**	**(29) $**	**16 $**

La section «Historique» explique les données financières prévues.

ANNEXE H

Bilan consolidé

Prévisions sur huit ans

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Biens-fonds, installations et matériel								
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant	5 488 $	5 844 $	6 281 $	6 662 $	7 054 $	7 350 $	7 516 $	7 610 $
Moins : amortissement cumulé	2 628	2 806	2 988	3 172	3 371	3 587	3 816	4 011
	2 860	**3 038**	**3 293**	**3 490**	**3 683**	**3 763**	**3 700**	**3 599**
Actif à long terme								
Placements du fonds d'amortissement	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**–**
Actif à court terme								
Encaisse et placements à court terme	79	2	2	2	2	2	2	2
Comptes débiteurs	178	196	195	180	184	178	185	190
Matériel, fournitures et combustible	84	70	66	68	75	76	68	68
Charges payées d'avance	3	3	3	3	3	3	3	3
	344	**271**	**266**	**253**	**264**	**259**	**258**	**263**
Charges reportées								
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis	118	89	83	67	62	56	42	38
Débentures et billets, charges d'escompte et d'émission, moins les montants amortis	21	22	19	16	14	11	9	6
Prestations de retraite reportées	66	77	88	100	113	126	140	156
	205	**188**	**190**	**183**	**189**	**193**	**191**	**200**
	3 415 $	**3 503 $**	**3 755 $**	**3 932 $**	**4 142 $**	**4 221 $**	**4 155 $**	**4 062 $**
Dette à long terme								
Débentures et autres emprunts	2 474 $	2 762 $	3 054 $	2 973 $	3 283 $	3 675 $	3 700 $	3 579 $
Moins : fonds d'amortissement	337	272	301	347	366	400	448	439
	2 137	**2 490**	**2 753**	**2 626**	**2 917**	**3 275**	**3 252**	**3 140**
Passif à court terme								
Dette à court terme	–	306	373	439	434	246	132	127
Comptes créditeurs et charges à payer	126	130	115	115	100	114	126	118
Intérêts courus	70	65	67	67	61	65	68	61
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	730	122	28	199	87	24	88	83
	926	**623**	**583**	**820**	**682**	**449**	**414**	**389**
Passif reporté								
Gestion du combustible irradié et déclassement des installations	237	253	270	289	309	322	341	367
Autre	37	40	43	46	48	50	52	54
	274	**293**	**313**	**335**	**357**	**372**	**393**	**421**
Capitaux propres								
Bénéfices non répartis	78	97	106	151	186	125	96	112
	3 415 $	**3 503 $**	**3 755 $**	**3 932 $**	**4 142 $**	**4 221 $**	**4 155 $**	**4 062 $**

La section «Historique» explique les données financières prévues.

ANNEXE I

État consolidé des flux de trésorerie

Prévisions sur huit ans

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités suivantes :								
Exploitation								
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	32 $	19 $	9 $	45 $	35 $	(61) $	(29) $	16 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	240	234	214	218	232	243	260	234
	272	253	223	263	267	182	231	250
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	6	(7)	(7)	14	(33)	25	17	(20)
	278	**246**	**216**	**277**	**234**	**207**	**248**	**230**
Financement								
Remboursement de la dette	(237)	(819)	(101)	–	(201)	(71)	–	(125)
Paiements au fonds d'amortissement	(17)	65	(30)	(45)	(19)	(34)	(49)	15
Émission d'obligations au titre de la dette à long terme	300	500	300	100	400	400	100	–
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	(59)	306	67	66	(5)	(188)	(114)	(6)
Autre	(21)	(5)	–	(1)	(1)	–	–	–
	(34)	**47**	**236**	**120**	**174**	**107**	**(63)**	**(116)**
Investissement								
Dépenses liées aux biens-fonds, aux installations et au matériel	(150)	(356)	(437)	(381)	(392)	(296)	(166)	(94)
Prestations de retraite reportées	(13)	(11)	(11)	(12)	(13)	(13)	(14)	(16)
Augmentation d'autres frais reportés	(4)	(3)	(4)	(4)	(3)	(5)	(5)	(4)
	(167)	**(370)**	**(452)**	**(397)**	**(408)**	**(314)**	**(185)**	**(114)**
Rentrées nettes	77	(77)	–	–	–	–	–	–
Encaisse et placements à court terme								
Début de l'exercice	2	79	2	2	2	2	2	2
Fin de l'exercice	**79 $**	**2 $**	**2 $**	**2 $**	**2 $**	**2 $**	**2 $**	**2 $**

La section «Historique» explique les données financières prévues.